



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
**INSTITUTO DE ENGENHARIA MECÂNICA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

**Avaliação experimental da utilização de  
misturas de gás pobre com gás natural em  
microturbina a gás**

**Autor: Paulo Sergio Pedroso Corrêa Junior**

**Orientador: Prof. Dr. Electo Eduardo Silva Lora**

**Co-orientador: Prof. Dr. Rubenildo Vieira Andrade**

**Itajubá, 06 de dezembro de 2018**

**MG/Brasil.**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
INSTITUTO DE ENGENHARIA MECÂNICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

**Avaliação experimental da utilização de  
misturas de gás pobre com gás natural em  
microturbina a gás**

**Autor: Paulo Sergio Pedroso Corrêa Junior**

**Orientador: Prof. Dr. Electo Eduardo Silva Lora**

**Co-orientador: Prof. Dr. Rubenildo Vieira Andrade**

**Curso: Doutorado em Engenharia Mecânica**

**Área de Concentração: Conversão de Energia**

**Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica  
como parte dos requisitos para obtenção do Título de Doutor em  
Engenharia Mecânica.**

**Itajubá, 06 de dezembro de 2018**

**MG/Brasil.**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
**INSTITUTO DE ENGENHARIA MECÂNICA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

**Avaliação experimental da utilização de  
misturas de gás pobre com gás natural em  
microturbina a gás**

**Autor: Paulo Sergio Pedroso Corrêa Junior**

**Orientador: Prof. Dr. Electo Eduardo Silva Lora**

**Co-orientador: Prof. Dr. Rubenildo Vieira Andrade**

Composição da banca examinadora:

Prof. Dr. Rafaela Frota Reinaldo – CENPES - PETROBRAS

Prof. Dr. Paulo Roberto Wander – UNISINOS

Prof. Dr. Diego Maurício Yepes Maya – UNIFEI

Prof. Dr. José Osvaldo Venturini – UNIFEI

## Dedicatória

*Á minha mãe **Olga Maria Marques Corrêa** e minha irmã **Fabiana Marques Corrêa** que sempre me incentivaram.*

*Aos meus queridos Avós **Joaquim Corrêa Sobrinho** e **Lila Pedroso Corrêa** por dar a tranquilidade necessária para que eu conseguisse alcançar o meu objetivo.*

*Á **Joana Darc Reis** que me orientou e disse que era possível, mesmo diante de tantas adversidades.*

*Á minha noiva **Elvira de Souza Lopes**, pelo apoio incondicional.*

*In **memoriam** ao meu saudoso Pai, Dr. **Paulo Sergio Pedroso Corrêa** e ao meu irmão **Diego Marques Corrêa** que são dois anjos presentes constantes em meu pensamento.*

## Agradecimentos

Ao meu Orientador, e amigo Prof. Dr. Electo Eduardo Silva Lora, pela dedicação, paciência, amizade, pela confiança na realização deste trabalho.

Agradeço meu co-orientador e amigo Prof. Drº Rubenildo Vieira Andrade, pela dedicação, incentivo e confiança na realização deste trabalho.

Aos meus amigos que me ajudaram na realização deste trabalho, Evandro Lopes, Diego Yepes, Luís Roberto (Luizão), Ademar, Diogo e Matheus.

Ao professor e Drº Arnaldo Martinez pela grandiosa colaboração na redação da tese, as valiosas orientações.

Ao professor José Osvaldo Venturini da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI) pela ajuda e orientação deste trabalho.

Ao Silvio Romero e José Garcia da empresa AGTHERM pela colaboração com as instalações do gaseificador.

Ao programa de pós-graduação em Engenharia Mecânica e aos amigos das disciplinas de Doutorado.

Aos funcionários da Universidade Federal de Itajubá, especialmente aos funcionários do laboratório da Engenharia Mecânica e da limpeza.

Ao pessoal da FAPEPE, em especial a Patrícia, Fernanda, Humberto e Marcela.

A minha família pela diária dedicação, carinho, atenção, incentivo e apoio na realização deste trabalho.

A minha noiva, Elvira pelo grande apoio, amizade, incentivo, compreensão pela ausência e paciência nos momentos difíceis.

A CAPES pelo apoio financeiro na realização deste trabalho.

A Deus sobre todas as coisas.

*Maktub "já estava escrito" ou "tinha que acontecer"*

## SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS-----	XI
LISTA DE TABELAS-----	XIV
SIMBOLOGIA-----	XV
LETRAS LATINAS-----	XV
LETRAS GREGAS-----	XVI
ABREVIATURAS-----	XVII
SIGLAS-----	XVIII
RESUMO-----	19
ABSTRACT -----	20
<b>CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO-----</b>	<b>21</b>
1.2 Justificativa-----	22
1.3 Motivação da pesquisa-----	23
1.4 Objetivos-----	24
1.4.1 Objetivo principal-----	24
1.4.2 Objetivos Específicos -----	24
1.5 Estrutura do trabalho -----	25
<b>CAPÍTULO 2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA-----</b>	<b>25</b>
2.1 Biomassa como fonte de energia-----	26
2.2 Gaseificação-----	28
2.3 Gaseificação da biomassa -----	29
2.3.1 Reações químicas da gaseificação-----	29
2.4 Limpeza do gás-----	32
2.4.1 Remoção do material particulado -----	34
2.4.1.1 Lavadores de gases -----	34
2.4.1.2 Ciclones-----	35
2.4.1.3 Filtros de barreira-----	35
2.4.2 Alcatrão-----	36
2.4.3 Qualidade do gás -----	38
2.5 Gaseificadores de biomassa-----	38
2.5.1 Gaseificador de leito fluidizado -----	39
2.5.2 Razão de Equivalência (ER) -----	42

2.5.3 Temperatura de operação dos gaseificadores -----	43
2.6 Microturbinas a gás -----	43
2.6.1 Características técnicas dos componentes das microturbinas a gás -----	45
2.6.1.1 Compressor -----	45
2.6.2 Câmara de combustão -----	46
2.6.3 Turbina -----	48
2.6.4 Regenerador (trocador de calor) -----	49
2.6.5 Gerador elétrico -----	49
2.6.6 Mancais -----	50
2.6.7 Fabricantes de microturbinas a gás -----	51
2.7 Utilização do gás pobre em microturbinas a gás -----	51
2.8 Influência do teor de hidrogênio no combustível das microturbinas a gás -----	55
2.8.1 Combustão pré-misturada -----	56
2.9 Instabilidade de combustão -----	58
2.9.1 Velocidade de Chama -----	60
2.9.2 Técnicas para o estudo da instabilidade de combustão -----	60
2.9.2.1 Quimiluminescência OH * -----	61
2.9.2.2 Fluorescência plana induzida por laser (OH PLIF) -----	63
2.9.2.3 Critério de Rayleigh -----	63
<b>CAPÍTULO 3 – INSTALAÇÕES -----</b>	<b>63</b>
3.1 Instalações experimentais -----	66
3.2 Descrição do gaseificador de leito fluidizado borbulhante -----	67
3.3 Sistema de limpeza do gás pobre -----	71
3.4 Descrição da microturbina a gás do laboratório do nest/unifei -----	73
3.5 Descrição da bancada de testes com o queimador da microturbina -----	78
3.5.1 Sistema de aquisição de dados e controle da vazão do gás -----	81
3.5.2 Sistema de arrefecimento -----	81
3.5.3 Câmera fotográfica ICCD -----	82
3.5.4 Sistema da perturbação acústica -----	83
3.5.5 Técnica de fluorescência plana induzida por laser (OH-PLIF) -----	84
3.6 Preparação da biomassa -----	85
3.6.1 Características físico-químicas da biomassa -----	85
3.6.2 Poder calorífico da biomassa -----	87
3.7 Condições operacionais da gaseificação -----	89

3.7.1 Sistema do suprimento de ar-----	90
3.7.2 Determinação da taxa de alimentação da biomassa -----	91
3.7.3 Procedimento experimental do gaseificador de leito fluidizado -----	91
3.8 Parâmetros de correção para os testes com a microturbina a gás -----	95
3.8.1 Mistura do gás pobre com gás natural -----	96
3.8.2 Testes experimentais na microturbina a gás -----	98
<b>CAPÍTULO 4 – COMPATIBILIDADE DOS EXPERIMENTOS -----</b>	<b>100</b>
4.1 Introdução-----	100
4.1.1 Simulação do desempenho da microturbina a gás-----	100
4.1.2 Resultado da simulação computacional -----	101
4.2 Compatibilidade dos testes experimentais -----	102
4.3 Procedimento do teste experimental com o queimador -----	105
4.3.1 Análise da chama através das imagens de quimiluminescência OH* -----	106
4.3.2 Análise da chama através das imagens de fluorescência plana induzida por laser (OH-PLIF) -----	107
4.3.3 Resposta da chama à perturbação -----	108
4.3.4 Análise dos mapas de índice de Rayleigh -----	109
<b>CAPÍTULO 5 – ANÁLISE DE INCERTEZA DOS RESULTADOS -----</b>	<b>109</b>
5.1 Análise de incerteza das variáveis -----	110
5.2 Resultados dos testes experimentais da microturbina a gás-----	112
5.2.1 Desempenho térmico da microturbina a gás -----	112
5.3 Análise das emissões -----	117
<b>CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES -----</b>	<b>121</b>
6.1 Sugestões para trabalhos futuros -----	123
PUBLICAÇÕES-----	124
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS -----	125
<b>APÊNDICE-----</b>	<b>131</b>
APÊNDICE 1 - Layout completo do sistema dos testes experimentais -----	132
APÊNDICE 2 - Desenho do gaseificador de leito fluidizado borbulhante -----	133
APÊNDICE 3 - Termopares utilizados no testes experimentais (tipo k) -----	134
APÊNDICE 3.1 - Características técnicas dos termopares tipo k-----	135
APÊNDICE 4 - Ciclone do sistema de limpeza de gás pobre-----	136
APÊNDICE 5 - Separador funil (1) do sistema de limpeza de gás pobre -----	137
APÊNDICE 6 - Venturi do sistema de limpeza de gás pobre -----	138

APÊNDICE 7 - Separador de líquido (2) do sistema de limpeza de gás pobre-----139

APÊNDICE 8 - Medidor de vazão tipo turbina para gás pobre -----140

APÊNDICE 9 - Compressor tipo Scroll (Copeland)-----141

APÊNDICE 10 - Resultados dos testes de análise imediata (TGA) -----142

APÊNDICE 11 - Cálculo da composição do gás pobre (A) obtido pela gaseificação de biomassa e das misturas de gás-----143

APÊNDICE 12 - Testes da microturbina a gás (grid connected) -----143

APÊNDICE 13 - Cálculo da relação de equivalência do gás metano para os testes com o queimador -----148

ANEXO 1 -----153

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Participação dos recursos renováveis na matriz energética brasileira -----	27
Figura 2.2: Estrutura de oferta interna de energia elétrica no Brasil em 2016 e 2015 -----	27
Figura 2.3: Sistema de limpeza seco, úmido e semi-úmido do gás pobre-----	33
Figura 2.4: Tratamento primário-----	37
Figura 2.5: Tratamento secundário -----	37
Figura 2.6: Esquema de diferentes tipos de gaseificadores-----	39
Figura 2.7: Leito fluidizado borbulhante. (b) Leito fluidizado circulante-----	40
Figura 2.8: Diagrama esquemático de uma microturbina a gás -----	44
Figura 2.9: Microturbina de um eixo-----	44
Figura 2.10: Rotor do compressor centrífugo -----	45
Figura 2.11: Difusor que fica acoplado no compressor centrífugo -----	45
Figura 2.12: Câmara de combustão anular da microturbina a gás -----	46
Figura 2.13: Válvulas para o combustível da microturbina a gás, modelo C30 -----	46
Figura 2.14: Válvula solenoide de controle da vazão -----	47
Figura 2.15: Queimador de combustível gasoso da microturbina C30 -----	47
Figura 2.16: Conjunto compressor-turbina -----	48
Figura 2.17: Bocais da turbina radial-----	48
Figura 2.18: Regenerador da microturbina a gás, modelo C30-----	49
Figura 2.19: Gerador da microturbina de 30 kW -----	50
Figura 2.20: Mancais suportados pelo ar -----	50
Figura 2.21: Vazões de gás combustível na microturbina com mistura de gás natural e gás pobre-----	54
Figura 2.22: Contribuição do gás pobre, em volume e energia -----	54
Figura 2.23: Queimador da microturbina Capstone modelo C65 danificado pela ocorrência do flashback -----	56
Figura 2.24: Comparação da temperatura de chama para diferentes queimadores-----	57
Figura 2.25: Queimador da microturbina Capstone para pré-misturas -----	58
Figura 2.26: Mecanismos responsável pela instabilidade de combustão-----	59
Figura 2.27: Queimadores novos e danificados pela instabilidade de combustão -----	59
Figura 2.28: Movimentos dos níveis dos elétrons -----	61

Figura 2.29: Imagem com a técnica de quimiluminescência OH* - Figura 2.29 (B) Imagem sem o uso da técnica de quimiluminescência OH* na chama -----	62
Figura 2.30: Conjunto das imagens para produzir o mapa do índice de Rayleigh -----	64
Figura 3.1: Esquema da instalação experimental -----	66
Figura 3.2: Esquema geral do sistema de gaseificação-----	67
Figura 3.3: Esquema do sistema de incineração e de limpeza do gás do gás pobre-----	68
Figura 3.4: Sistema de alimentação da biomassa -----	69
Figura 3.5: Termopares instalados no gaseificador-----	70
Figura 3.6: Sistema de limpeza do gás pobre -----	70
Figura 3.7: Analisador contínuo para análise da composição do gás pobre -----	71
Figura 3.8: Sistema de limpeza do gás pobre -----	71
Figura 3.9: Medidor de vazão do gás pobre utilizado nos testes experimentais-----	72
Figura 3.10: Compressor Tipo Scroll do fabricante Copeland Scroll -----	72
Figura 3.11: Microturbinas a gás da Capstone, modelo C30 do laboratório do Nest/Unifei -	73
Figura 3.12: Queimador da microturbina a gás de 30 kW com dupla injeção de gás -----	75
Figura 3.13: Instrumentos de medição instalados em diferentes pontos da microturbina -----	75
Figura 3.14: Medidor de vazão de ar instalado no tubo de entrada da microturbina -----	76
Figura 3.15: Medidor de temperatura na exaustão da microturbina a gás -----	76
Figura 3.16: Analisador de gases portátil Lancom III -----	77
Figura 3.17: Desenho do queimador da microturbina a gás -----	79
Figura 3.18: Suporte para entrada de ar e da mistura dos gases -----	79
Figura 3.19: Esquema da bancada dos testes experimentais com o queimador -----	80
Figura 3.20: Janelas de vidro transparente para o acesso a chama -----	80
Figura 3.21: Medidores de vazões utilizados nos testes experimentais -----	81
Figura 3.22: Sistema de arrefecimento da câmara de combustão -----	82
Figura 3.23: Válvulas manuais de controle da pressão -----	82
Figura 3.24: Câmera fotográfica ICCD e a imagem da chama pela técnica OH-PLIF -----	83
Figura 3.25: Esquema do sistema de perturbação acústica -----	83
Figura 3.26: Sistema utilizado para medição da fluorescência plana induzida por laser -----	84
Figura 3.27: Sacos com a casca de arroz, que foram utilizados nos testes experimentais -----	85
Figura 3.28: Analisador termogravimétrico TGA LECO -----	85
Figura 3.29: Amostras antes de ser realizado a análise no TGA -----	85
Figura 3.30: Analisador da composição elementar CHNS-O com a balança de precisão -----	86
Figura 3.31: Bomba calorimétrica utilizada nos testes experimentais -----	87

Figura 3.32: Placa de orifício e medidor de vazão LD 301 -----	90
Figura 3.33: Placa com os bicos distribuidores de ar -----	91
Figura 3.34: Temperaturas dos testes com o gaseificador de leito fluidizado borbulhante ---	94
Figura 3.35: Queima de gás pobre no flare -----	95
Figura 3.36: Bancada de testes para misturas dos gases -----	96
Figura 4.1: Modelo computacional da microturbina no software Gate Cycle -----	101
Figura 4.2: Esquemas das câmaras de combustão utilizadas nos testes experimentais -----	103
Figura 4.3: Mistura do gás pobre e do ar no queimador da microturbina -----	104
Figura 4.4: Imagens de quimiluminescência OH* das chamas -----	106
Figura 4.5: Imagens das chamas através da fluorescência induzida por laser (OH-PLIF) ---	107
Figura 4.6: Resposta da chama a perturbação com misturas de gás pobre (B) -----	108
Figura 4.7: Mapa do índice de Rayleigh para mistura de gás pobre (B) com gás metano ---	109
Figura 5.1: Eficiência da microturbina em função da potência de saída corrigida -----	112
Figura 5.2: Rotação da microturbina em função da potência de saída corrigida -----	113
Figura 5.3: Temperatura na saída da turbina em função da potência de saída corrigida ----	114
Figura 5.4: Temperatura de exaustão em função da potência de saída corrigida -----	115
Figura 5.5: Vazão de gás combustível em função da potência de saída corrigida -----	116
Figura 5.6: Vazão de ar em função da potência de saída corrigida -----	116
Figura 5.7: Comportamento das emissões de NOx -----	117
Figura 5.8: Comportamento das emissões de CO -----	118
Figura 5.9: Comparação dos resultados dos testes experimentais das emissões de NOx, com dados das emissões de NOx do fabricante da microturbina -----	120
Figura 5.10: Comparação dos resultados dos testes experimentais das emissões de CO, com dados das emissões de CO do fabricante da microturbina -----	120

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Reações do processo de gaseificação -----	30
Tabela 2.2: Qualidade do gás para o uso em motores alternativos e turbinas a gás-----	38
Tabela 2.3: Tipos de gaseificadores de leito fixo -----	39
Tabela 2.4: Parâmetros de comparação entre os gaseificadores de leito fluidizado -----	41
Tabela 2.5: Vantagens e desvantagens do gaseificador de leito fluidizado -----	41
Tabela 2.6: Influência do agente de gaseificação no gás da biomassa -----	42
Tabela 2.7: Principais fabricantes de microturbinas a gás -----	51
Tabela 2.8: Comparação das propriedades do gás metano, gás natural e gás pobre -----	60
Tabela 3.1: Característica do compressor tipo Scroll -----	73
Tabela 3.2: Características da microturbina a gás, modelo C30 -----	74
Tabela 3.3: Descrição dos instrumentos e sensores de medição -----	76
Tabela 3.4: Parâmetros de emissões medidos pelo analisador de gás -----	78
Tabela 3.5: Análise imediata da casca de arroz segundo a norma ASTM D5142 -----	86
Tabela 3.6: Composição elementar da casca de arroz em base úmida e base seca -----	87
Tabela 3.7: Poder calorífico da casca de arroz em base úmida e base seca -----	88
Tabela 3.8: Calibração do sistema de alimentação com a casca de arroz no gaseificador -----	91
Tabela 3.9: Características de operação do gaseificador -----	92
Tabela 3.10: Composição do gás pobre em vol. obtido no gaseificador de leito fluidizado --	93
Tabela 3.11: Características do gás natural utilizado nos testes experimentais -----	97
Tabela 3.12: Poder calorífico inferior e densidade dos gases -----	97
Tabela 3.13: Vazão volumétrica e pressão das misturas dos gases-----	98
Tabela 3.14: Potências e tempo de operação durante os testes experimentais -----	99
Tabela 4.1: Composição dos gases utilizados na simulação computacional -----	100
Tabela 4.2: Resultados da simulação com mistura de 50% de gás pobre B (vapor) e 50% gás natural -----	101
Tabela 4.3: Resultados da simulação com mistura de 25% gás pobre B (vapor) e 75% de gás natural -----	101
Tabela 4.4: Comparação da composição dos gases utilizados nos testes experimentais ----	104
Tabela 4.5: Vazão mássica e volumétrica dos gases -----	105
Tabela 5.1: Resultado da avaliação de incerteza das variáveis calculadas -----	111
Tabela 5.2: Resultados das emissões dos testes experimentais e os dados das emissões do fabricante da microturbina -----	119

## SIMBOLOGIA

### LETRAS LATINAS

$D$	Diâmetro
$T$	Tempo
$X$	Posição local
$V$	Volume
$U_r$	Umidade relativa
$CO_2$	Dióxido de carbono
$SO_2$	Dióxido enxofre
$H_2$	Hidrogênio
$N_2$	Nitrogênio
Hz	Frequência
HCL	Ácido clorídrico
$NH_3$	Amônia
CO	Monóxido de carbono
S	Enxofre
W	Umidade
MV	Material volátil
CF	Carbono fixo
HCL	Ácido clorídrico
$NH_3$	Amônia
$R$	Período de oscilação
$PRMS$	Quadrado médio da oscilação de pressão
$n$	Número de fases
$M_{ar}$	Peso molecular do ar
$M_{comb}$	Peso molecular do combustível.
$G_{u(x1), u(x2), u(x3), u(x4)}$	Representa a incerteza padronizada das grandezas
$x1, x2, x3, x4$	Representam as incertezas padronizadas associadas às grandezas de entrada, respectivamente.

## LETRAS GREGAS

$\theta$	Fator de correção da temperatura
$\delta$	Fator de correção da pressão
$\eta$	Eficiência
$\eta_c$	Eficiência isentrópica do compressor
$\eta_t$	Eficiência isentrópica da turbina
$\phi$	Relação de equivalência
$\eta_m$	Eficiência mecânica do eixo
$\rho_f$	Massa específica do combustível utilizado

## ABREVIATURAS

AC	Corrente alternada
DC	Corrente continua
PCS	Poder calorífico superior
PCI	Poder calorífico inferior
GP (A)	Gás pobre (A) – Produzido por gaseificação através do agente de gaseificação, ar.
GP (B)	Gás pobre (B) – Gás da gaseificação com vapor, retirado de referência bibliográfica.
GN	Gás natural
ECC	Eficiência da câmara de combustão
OH-PLIF	Fluorescência plana induzida por laser
Heat rate	Taxa de transferência de calor
GLP	Gás liquefeito de petróleo
CLP	Controlador lógico programável
GB	Gás de biomassa
MTG	Microturbina a gás
FLASHBACK	Retorno da chama
BLOWOUT	Deslocamento da chama

## SIGLAS

<b>UNIFEI</b>	<b>UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ</b>
<b>IEM</b>	<b>INSTITUTO DE ENGENHARIA MECÂNICA</b>
<b>NEST</b>	<b>NÚCLEO DE EXCELÊNCIA EM GERAÇÃO TERMELÉTRICA E DISTRIBUÍDA</b>
<b>FAPEMIG</b>	<b>FUNDAÇÃO DE AMPARO A PESQUISA DE MINAS GERAIS</b>
<b>GE</b>	<b>GENERAL ELECTRIC</b>
<b>ANEEL</b>	<b>AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA</b>
<b>MCT</b>	<b>MINISTÉRIO DA CIÊNCIA E TECNOLOGIA</b>
<b>ANP</b>	<b>AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO</b>
<b>ISSO</b>	<b>INTERNATIONAL STANDARD ORGANIZATION</b>
<b>GRI</b>	<b>GAS RESEARCH INSTITUTE</b>
<b>BEM</b>	<b>BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL</b>
<b>GTC</b>	<b>GASIFICATION TECHNOLOGIES COUNCIL</b>
<b>NETL</b>	<b>NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY</b>
<b>IOWA</b>	<b>UNIVERSIDADE DE IOWA</b>

## Resumo

**CORRÊA JR, P. S. P (2018).** *Avaliação experimental da utilização de misturas de gás pobre com gás natural em microturbina a gás.* Itajubá MG, 153 p. Doutorado em Engenharia Mecânica, IEM, Universidade Federal de Itajubá.

O objetivo desta pesquisa foi estudar o desempenho térmico e as emissões de uma microturbina a gás de 30 kW, utilizando como combustível, misturas de gás pobre (GP) com gás natural (GN).

Em uma primeira etapa, é obtido experimentalmente o gás pobre, proveniente da gaseificação de biomassa (casca de arroz), utilizando o agente de gaseificação ar.

Depois de produzido, o gás pobre é misturado com gás natural e testado experimentalmente em uma microturbina a gás de 30 kW. Os testes concentram-se no desempenho térmico e incluiu a eficiência, rotação, consumo de gás combustível e vazão de ar. Além das emissões de óxido de nitrogênio ( $\text{NO}_x$ ) e monóxido de carbono (CO).

Os resultados dos testes experimentais com a microturbina, utilizando o gás pobre, misturado com 50% de gás natural, mostraram que a eficiência diminuiu cerca de 13%, comparado ao gás natural.

Os resultados das emissões indicam que para a potência acima de 20 kW, a emissão de óxido de nitrogênio ( $\text{NO}_x$ ) é quase a mesma para a mistura de 50% de gás pobre e 50% gás natural, comparado ao gás natural; enquanto a emissão de monóxido de carbono (CO) na potência de 20 kW, com mistura de 50% gás pobre e 50% gás natural, tem um aumento em torno de 40%, comparado ao teste experimental com o gás natural.

Em uma segunda etapa, são realizados testes experimentais com um queimador da microturbina a gás de 30 kW com o gás pobre (A) e (B). A chama obtida pelo queimador do gás pobre (A) e (B) são analisadas através das técnicas de quimiluminescência  $\text{OH}^*$  e de fluorescência plana induzida por laser (OH PLIF). Estas técnicas são utilizadas para interpretar o tamanho e a intensidade da chama.

**Palavras-chave:** Gaseificação de biomassa, microturbina a gás, gaseificador de leito fluidizado borbulhante, queimador, gás pobre (GP), gás natural (GN).

## Abstract

**CORRÊA JR, P. S. P. (2018).** *Experimental evaluation of the use of gas mixtures with natural gas in gas microturbine.*, Itajubá MG, 153 p. PhD in Mechanical Engineering, IEM, Federal University of Itajubá.

The objective of this research was to study the thermal performance and the emissions of a 30 kW gas microturbine using natural gas (GN) gas mixtures.

In a first step, the poor gas from the biomass gasification (rice hull) is obtained experimentally using the air gasification agent.

Once produced, the lean gas is mixed with natural gas and tested experimentally in a gas microturbine of 30 kW. The tests focused on thermal performance and included efficiency, rotation, temperatures, fuel gas consumption, airflow, as well as NO<sub>x</sub> and CO emissions.

The results of the microturbine experimental tests, using the poor gas mixed with 50% natural gas, showed that the efficiency decreases about 13% compared to natural gas.

The emission results indicate that for the power above 20 kW, the emission of NO<sub>x</sub> is almost the same for the mixture of 50% of poor gas and 50% of natural gas, compared to natural gas; while the emission of carbon monoxide (CO) at a power of 20 kW, with a mixture of 50% poor gas and 50% natural gas, has an increase of around 40% compared to the experimental test with natural gas.

In a second step, experimental tests are performed with a gas microturbine burner of 30 kW with the poor gas (A) and (B). The flame obtained by the lean gas burner (A) and (B) are analyzed by OH-chemiluminescence and laser-induced flat fluorescence (OH PLIF) techniques. These techniques are used to interpret the size and intensity of the flame.

**Keywords:** Gasification of biomass, gas microturbine, bubbling fluidized bed gasifier, burner, poor gas (GP), natural gas (GN).

# Capítulo 1

## 1.1 INTRODUÇÃO

Dentre as tecnologias de conversão termoquímica da biomassa em energia, destaca-se a gaseificação, processo no qual a biomassa é convertida em um gás combustível, através de reações químicas que ocorrem na presença de um agente oxidante (ar, vapor, oxigênio) a uma determinada temperatura (Baruah, 2014).

Um reator para gaseificação é chamado de gaseificador, dentro dele o processo de gaseificação se dá em zonas, que são definidas pela diferença de temperatura do processo e classificadas em: secagem, pirólise, combustão e redução ou gaseificação (Lora, 2012).

O gás produzido é um gás de baixo poder calorífico em torno de 3-6 MJ/Nm<sup>3</sup> (se o agente oxidante for ar) ou 10-18 MJ/Nm<sup>3</sup> (se o agente oxidante for oxigênio ou vapor). Devido a esse baixo poder calorífico o gás resultante do processo de gaseificação é denominado de gás pobre e pode ser utilizado em turbinas a gás ou em outros sistemas de geração de energia, tais como motores de combustão interna e células combustíveis (Ahmed et al., 2014).

A composição do gás pobre pode alterar-se devido às características da biomassa, ao tipo de gaseificador, ao fluido de gaseificação e aos parâmetros operacionais (Lora, 2012). Pontua-se, nessa perspectiva, que a característica fundamental do gás pobre é seu baixo poder calorífico. Portanto, é um grande desafio para os sistemas de geração de energia existente utilizar esse produto.

Embora o gás pobre derivado da gaseificação de biomassa, tenha um baixo poder calorífico, ainda assim apresenta um grande potencial em sistemas de geração distribuída (Lee, 2013).

As microturbinas apresentam um sistema adequado para a geração distribuída devido às suas características de baixa emissão e flexibilidade de combustível, além de fornecer energia elétrica próximo do consumidor, com a finalidade de reduzir as perdas, melhorando a estabilidade do serviço (Nascimento, 2013).

Entretanto, a aplicação de gás pobre em sistemas de microturbinas recebeu atenção acadêmica e industrial nos últimos anos (Baina, 2015). No entanto, algumas características dele, como a sua composição e seu baixo poder calorífico, podem afetar a estabilidade da operação de microturbinas, que são normalmente operadas com gás natural, o qual possui maior valor de poder calorífico.

## 1.2 JUSTIFICATIVA

Diversos centros de pesquisas têm realizado estudos relacionados à utilização do gás pobre, proveniente da gaseificação da biomassa em geradores, motores de combustão interna e constatado o grande potencial desse combustível renovável. Todavia, é importante lembrar que os combustíveis podem e devem ser testados em outras máquinas térmicas voltadas para a geração de energia elétrica ou cogeração. A título de exemplo, podem-se mencionar as microturbinas a gás, que não são tecnologias novas e vêm se aperfeiçoando nas últimas décadas.

Em contrapartida, as características do gás pobre, composição variável e baixo poder calorífico, podem causar mudanças na operação de microturbinas que foram, originalmente, projetadas para operar com gás natural, que possui um PCI maior (em alguns casos com valor de 40,6 MJ/Nm<sup>3</sup>). Assim, o principal desafio para utilização do gás pobre em máquinas térmicas está associado à baixa densidade energética desse combustível.

O baixo poder calorífico do gás pobre em relação aos combustíveis fósseis gasosos faz com que sejam requeridas vazões de combustível mais elevadas nas microturbinas para que se alcance as mesmas cargas térmicas (Ahmed et al., 2014).

Fica visível, diante disso, que a adequação das microturbinas a gás, neste novo panorama, torna-se necessário para utilizar o combustível renovável. Para isso, justifica que é importante a pesquisa e testes experimentais com mistura de gás pobre com gás natural em uma microturbina a gás, a fim de interpretar os resultados de desempenho térmico e especialmente das emissões. Além de testar experimentalmente o queimador da microturbina com misturas de gás pobre de alto teor de hidrogênio, analisando o refluxo das chamas e a possibilidade de ocorrer flashback.

### 1.3 MOTIVAÇÃO DA PESQUISA

No processo termoquímico de gaseificação, a biomassa é convertida em um gás pobre composto por  $H_2$ ,  $CO$ ,  $CH_4$ ,  $CO_2$  e  $H_2O$ . O gás pobre possui diversas aplicações, como por exemplo, ser empregado como combustível para a geração de eletricidade em ciclos a vapor, como combustível em motores de combustão interna, turbinas à gás, como matéria-prima para a produção de substâncias químicas de alto valor agregado (aldeídos, olefinas, parafinas, naftalenos, fertilizantes, etc.).

Entretanto, além dos componentes principais o gás pobre também contém diversas impurezas, tais como, álcalis, particulados, compostos halogenados e alcatrões, o que restringe a sua aplicação. Na hipótese de não serem removidos, estes compostos podem deteriorar os equipamentos de conversão instalados, uma vez que os gases ácidos podem causar corrosão e desativação dos catalisadores, e os alcatrões podem causar incrustações nas tubulações, devido à condensação a baixas temperaturas.

Obviamente, muitas barreiras tecnológicas ainda devem ser superadas, todavia os primeiros resultados obtidos em escala piloto permitem supor que esta tecnologia poderá ser uma excelente alternativa para o horizonte de médio-longo prazo. Estudos publicados recentemente têm demonstrado que a competitividade do sistema é favorecida pelo aumento da capacidade produtiva, criando assim um cenário bastante favorável para a implantação desse sistema.

Além disso, existem questões direcionadas a esta pesquisa que precisam ser respondidas:

- O gás pobre oriundo da gaseificação de biomassa pode ser utilizado em uma microturbina a gás?
- Qual o menor poder calorífico do gás pobre, que pode ser utilizado em uma microturbina a gás?
- Qual o risco de flashback, quando utilizar o gás pobre com alto teor de hidrogênio em uma microturbina a gás?

## 1.4 OBJETIVOS

### 1.4.1 Objetivo principal

- O principal objetivo deste trabalho é realizar um estudo experimental do desempenho térmico e das emissões de uma microturbina a gás, operando a partir do gás pobre obtido através da gaseificação da casca de arroz. Para realização do objetivo principal descrito devem ser atingidos os objetivos específicos, descritos abaixo.

### 1.4.2 Objetivos Específicos

- Caracterizar a biomassa (casca de arroz) a ser utilizada no gaseificador de leito fluidizado borbulhante;
- Determinar a composição do gás pobre (teor de  $H_2$ ,  $CH_4$ ,  $CO$  e PCI) obtido através da gaseificação da casca de arroz, utilizando o ar como agente de gaseificação;
- Avaliar experimentalmente o desempenho de uma microturbina a gás de 30 kW alimentado com mistura de gás pobre proveniente da gaseificação de biomassa com gás natural, visando a geração de eletricidade;
- Avaliar experimentalmente o queimador da microturbina, utilizando a composição do gás pobre (A) e do gás pobre (B) com alto teor de hidrogênio, verificando a ocorrência de flashback.

## 1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho apresenta uma sequência de capítulos, que visa um melhor entendimento da tese. Nesse sentido, o **Capítulo 1** apresenta uma breve introdução e justificativa sobre o assunto estudado, além dos principais objetivos e a estrutura deste trabalho. Posteriormente, o **Capítulo 2** traz uma revisão bibliográfica e tem início com a abordagem sobre a importância da biomassa como fonte de energia, as etapas da gaseificação de biomassa e, para finalizar, expõe uma introdução sobre o uso do gás pobre em microturbinas a gás e da instabilidade de combustão. Já o **Capítulo 3** descreve os equipamentos e os sistemas utilizados nos testes experimentais com o gaseificador de leito fluidizado borbulhante, microturbina a gás e queimador. O **Capítulo 4**, por sua vez, apresenta um modelo computacional da microturbina a gás de 30 kW no software *Gate cycle*, a fim de determinar a vazão de combustível do gás pobre (B), os valores obtidos da vazão volumétrica são utilizados para os testes com o queimador da microturbina a gás. Na sequência, o **Capítulo 5** mostra os resultados de desempenho térmico e das emissões da microturbina a gás utilizando como combustível o gás pobre (A). Por fim, o **Capítulo 6** apresenta as conclusões obtidas e as sugestões para os trabalhos futuros.

## Capítulo 2

### REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

#### 2.1 BIOMASSA COMO FONTE DE ENERGIA

A demanda mundial de energia está crescendo, mas sua produção atual não está aumentando proporcionalmente. Conseqüentemente, ocorre uma maior exploração dos combustíveis fósseis e intensificação dos problemas ambientais. Esta intensificação tem forçado a aplicação de políticas públicas, incentivando o uso de fontes renováveis de energia, tais como energia solar, eólica, hidráulica, das marés, biomassa, entre outras. Estas fontes de energia mostram-se como opção para minimizar as alterações climáticas, uma vez que emitem menor quantidade de CO<sub>2</sub> pelo seu balanço de massa.

Para satisfazer as necessidades alimentícias, energéticas e de conforto da população, há um aumento de agroindústrias e da produção de energia no país, mas em contrapartida aumenta a quantidade de resíduos, que podem poluir o meio ambiente quando não destinado, tratado ou aproveitado adequadamente. Uma solução plausível para estes resíduos é o seu aproveitamento como co-produtos para a produção de energia, como a utilização de biogás na fermentação anaeróbica ou na produção de gás pobre para ser utilizados em geradores, motores de combustão interna e turbinas a gás.

A biomassa tem crescido em importância como combustível para a geração de vapor e de eletricidade em diversos setores da indústria brasileira (Ben, 2017). As fontes renováveis, por sua vez, oriundas da biomassa, apresentam participação destacada na matriz energética nacional, representando importante alternativa para a diversificação energética e para a diminuição do uso de combustíveis fósseis (Ben, 2017).

Em 2016 (Ben, 2017), a participação da oferta interna de energia renovável na Matriz Energética Brasileira manteve-se entre as mais elevadas do mundo, com 43,5%, que representa as fontes provenientes de recursos hídricos, biomassa, lixo, biodiesel, biogás, carvão vegetal, além da energia eólica e solar. Para ilustrar, a Figura 2.1 apresenta a participação brasileira na matriz energética.

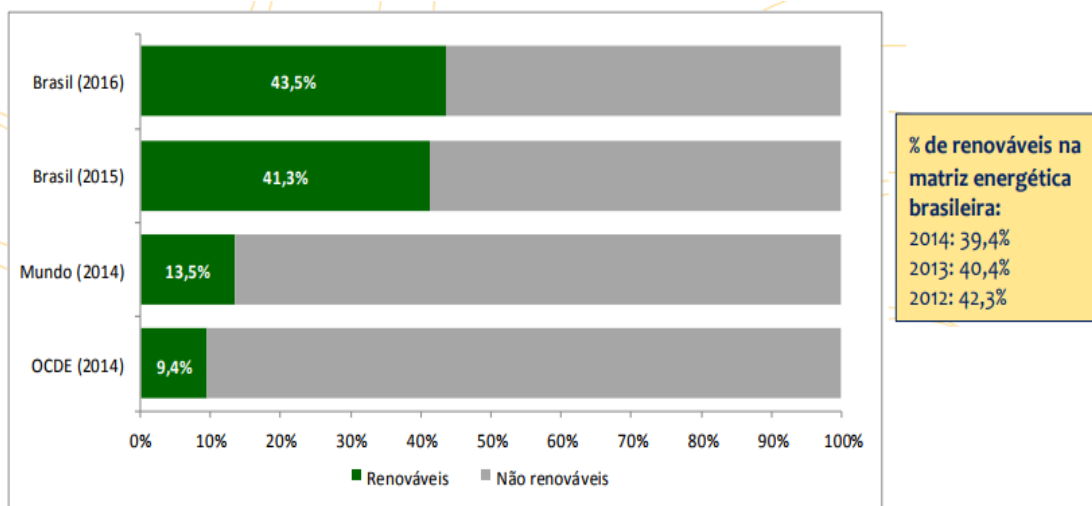
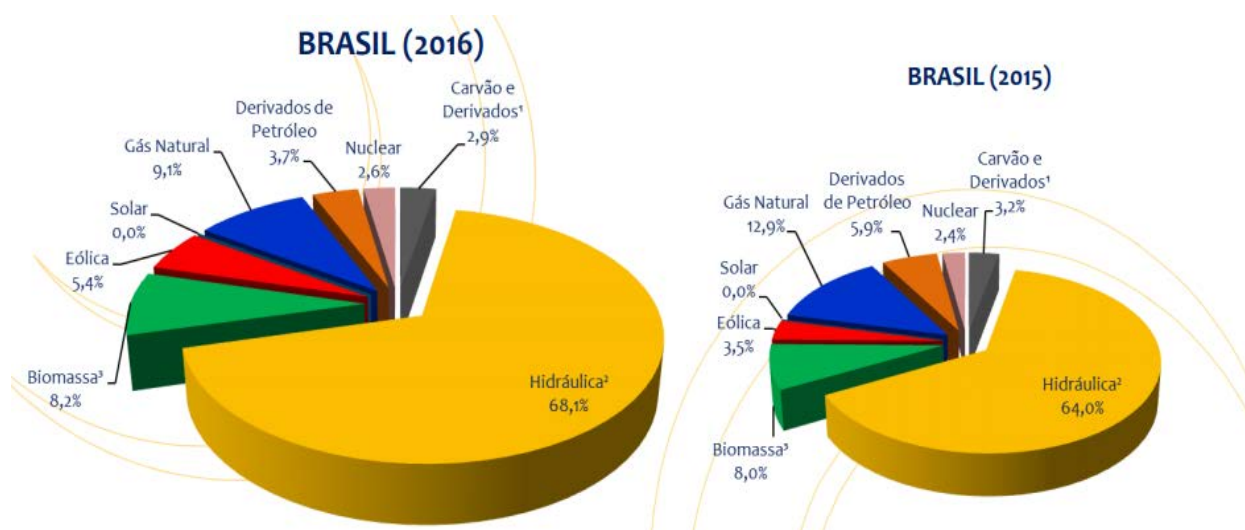


Figura 2.1: Participação dos recursos renováveis na matriz energética brasileira.

Fonte: (BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL, 2017).

A matriz elétrica brasileira é caracterizada pela predominância de fontes renováveis, principalmente a hidráulica, o que coloca o país em uma situação relativamente privilegiada em comparação a outros territórios e está distribuída da seguinte forma: 68% de energia hidráulica; 2,9% de carvão e derivados; 2,6% em energia nuclear; 3,7% de derivados de petróleo; 9,1% de gás natural; 5,4% eólica e 8,2% de biomassa (inclui lenha, bagaço de cana, lixo) (Ben, 2017) e a Figura 2.2 mostra a distribuição da oferta interna de energia elétrica, referente aos anos de 2016 e 2015.



(1) Inclui gás de coqueria.

(2) Inclui: importação.

(3) Inclui: lenha, bagaço de cana, lixo e outras fontes primárias.

Figura 2.2: Estrutura de oferta interna de energia elétrica no Brasil em 2016 e 2015.

Fonte: (BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL, 2017).

A produção de energia primária no Brasil no ano de 2016 apresentou uma participação da biomassa (cana de açúcar, biodiesel, lenha, lixo e carvão vegetal) da ordem de 8,2%, sendo esta a terceira fonte energética com maior representatividade, superada pela participação do gás natural com 9,1% e da hidráulica que representa 68,1% (Ben, 2017). Embora a matriz energética brasileira apresente bastante diversidade, a importância do uso da biomassa deve-se principalmente à sua possível utilização em comunidades isoladas.

O aproveitamento da biomassa na geração de eletricidade é possível através de duas rotas a conversão termoquímica ou a biológica. Os processos termoquímicos dividem-se em combustão, gaseificação, pirólise. Dentre as tecnologias de conversão termoquímica da biomassa em energia, destaca-se a gaseificação de biomassa, visando à produção de hidrogênio ( $H_2$ ), de metano ( $CH_4$ ) e de monóxido de carbono ( $CO$ ).

## 2.2 GASEIFICAÇÃO

A gaseificação é a conversão térmica da biomassa em gás combustível, através da oxidação parcial, à alta temperatura. O gás produzido no gaseificador pode ser queimado diretamente ou, após um processo de limpeza, ser utilizado como combustível em motores de combustão interna, microturbinas a gás e células a combustível. O gás pobre pode, ainda, ser utilizado na produção do metanol e de outros produtos químicos. Também, é possível obter álcool, hidrogênio, amônia e gás natural sintético (GNS), além de hidrocarbonetos com características semelhantes aos combustíveis líquidos disponíveis comercialmente, como a gasolina e o diesel (Lora et al., 2012).

Neste contexto, a fim de contribuir com o prosseguimento e difusão científica, o Núcleo de Excelência em Geração Termelétrica e Distribuída (NEST), grupo de pesquisa da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI) desenvolve há mais de quinze anos trabalhos aplicados na avaliação teórica e experimental da gaseificação. Andrade (2007) realizou um estudo experimental da gaseificação da biomassa no gaseificador de leito fluidizado borbulhante com a finalidade de desenvolver e aprimorar a tecnologia, promovendo melhorias nos seus projetos. Martínez et al. (2011) realizaram um estudo experimental da gaseificação de cavacos de madeira em um gaseificador de leito fixo com duplo estágio de injeção de ar. Giraldo (2013) utilizou este mesmo gaseificador de duplo estágio de injeção de ar e avaliaram os efeitos das condições operacionais sobre a qualidade do gás pobre obtido. Sales (2015) utilizou o mesmo gaseificador de leito fixo, contudo realizou modificações técnicas no equipamento visando gaseificar cavacos de madeira com diferentes agentes oxidantes (ar,

oxigênio e vapor) para verificação das concentrações de  $H_2$ ,  $CO$ ,  $CH_4$ ,  $CO_2$  e alcatrões no gás pobre, bem como, o seu poder calorífico. Maya (2016) estudou o comportamento de um gaseificador tipo co-corrente de duplo estágio utilizando biomassa de rejeito como combustível e misturas de reagentes e na sequência foram analisados os produtos da gaseificação onde utilizou-se ar, ar + vapor e oxigênio + vapor como reagentes dentro do processo com o intuito de utilizar as informações geradas para as simulações por Dinâmica dos Fluidos Computacional e posterior validação.

## 2.3 GASEIFICAÇÃO DA BIOMASSA

O gás produzido pela gaseificação de biomassa comumente ou frequentemente chamado de gás pobre, composto de uma mistura gasosa, contendo  $CH_4$ ,  $H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$  e  $N_2$ . Os componentes não combustíveis são  $CO_2$ ,  $H_2O$  e  $N_2$ , isto além de impurezas orgânicas (alcatrão), inorgânicas (metais alcalinos,  $HCl$ ,  $NH_3$ ) e partículas (Ahmed et al., 2012).

Segundo Lora (2012), as concentrações de  $CO$ ,  $H_2$  e  $CH_4$  estão condicionadas ao desenvolvimento das reações envolvidas na gaseificação. Dessa forma, o agente de gaseificação é uma das variáveis operacionais que influenciam a qualidade do gás e também no poder calorífico inferior (PCI).

O ar é o agente de gaseificação mais utilizado hoje em escala comercial por sua ampla disponibilidade. A maioria das publicações afirma que a gaseificação da biomassa com o agente ar, produz um combustível, com baixo PCI, variando conforme a faixa de 3-7  $MJ/Nm^3$  e 8-14% do volume de  $H_2$  (Corella et al., 2008).

A gaseificação com vapor ou oxigênio produz um gás de melhor qualidade (não contém nitrogênio) com um poder calorífico médio (10-16  $MJ/Nm^3$ ) e teor de 30 a 60% de  $H_2$  (Olgun et al., 2011). Porém, o custo da utilização do oxigênio e de vapor como agente da gaseificação é bem mais elevado.

As vantagens da tecnologia de gaseificação se devem principalmente, por poder utilizar diversos tipos de biomassas e serve como fonte primária.

### 2.3.1 Reações químicas da gaseificação

Quando a biomassa é submetida ao processo termoquímico de gaseificação é possível identificar quatro etapas intermediárias distintas de conversão: secagem, pirólise

(desvolatilização), combustão (oxidação) e gaseificação (redução), cujas reações químicas são apresentadas na Tabela 2.1: Reações do processo de gaseificação (Basu, 2010).

(Basu, 2010).

A reação R1, conhecida por reação de *Boudouard*, é endotérmica (reação química cuja energia total dos seus produtos é maior que a energia de seus reagentes), ou seja, esta reação absorve energia mais lenta que a reação de combustão R5.

A reação R2, conhecida como reação de gás d'água, é a principal reação de gaseificação, é endotérmica. A reação R3 é mais lenta e forma se o metano e a reação R4 forma se o monóxido de carbono.

De acordo com Basu (2010), a maior parte do oxigênio injetado no reator é consumida nas reações R4, R5 e R8 para fornecer o calor necessário à etapa de secagem e pirólise do combustível, com a finalidade de quebrar as ligações químicas e aumentar a temperatura do reator para conduzir as reações de gaseificação.

Tabela 2.1: Reações do processo de gaseificação (Basu, 2010).

Tipos de reações	Reações	
Reações do Carbono		
R1 ( <i>Boudouard</i> )	$C + CO_2 \rightarrow 2CO$	+ 172 kJ/mol
R2 (reação gás d'água)	$C + H_2O \rightarrow CO + H_2$	+ 131 kJ/mol
R3	$C + 2 H_2 \rightarrow CH_4$	-74,8 kJ/mol
R4	$C + 0,5 O_2 \rightarrow CO$	-111 kJ/mol
Reações de Oxidação		
R5	$C + O_2 \rightarrow CO_2$	-394 kJ/mol
R6	$CO + 0,5 O_2 \rightarrow CO_2$	-284 kJ/mol
R7	$CH_4 + 2 O_2 \rightarrow CO_2 + 2 H_2O$	-803 kJ/mol
R8	$H_2 + 0,5 O_2 \rightarrow H_2O$	-242 kJ/mol
Reações de Shift		
R9 (reação de deslocamento de água-gás)	$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2$	-41,2 kJ/mol
Reações de Metanização		
R10	$2 CO + 2 H_2 \rightarrow CH_4 + CO_2$	-247 kJ/mol
R11	$CO + 3 H_2 \rightarrow CH_4 + H_2O$	-206 kJ/mol
R14	$CO_2 + 4 H_2 \rightarrow 2 H_2O + CH_4$	-165 kJ/mol
Reações de reforma a vapor		
R12	$CH_4 + 2 H_2O \rightarrow CO + 3 H_2$	+ 206 kJ/mol
R13	$CH_4 + 0,5 O_2 \rightarrow CO + 2 H_2$	- 36 kJ/mol

A reação R9, conhecida como reação de deslocamento da água/gás, é a mais importante quando o objetivo é a produção de hidrogênio. As reações R10 a R14 conhecida como reação de metanização formam dióxido de carbono, água e metano.

As reações R12 e R13 conhecida como reação de reforma a vapor, formam água e vapor (Basu, 2010).

#### ● **Secagem da biomassa:**

Nesta etapa o teor de umidade da biomassa é evaporado, através do calor fornecido pelas reações exotérmicas da etapa de combustão. A secagem final da biomassa ocorre entre temperaturas de 100 a 200 °C. Acima de 100 °C a umidade que é ligada a biomassa é removida (Arnavat, 2011; Siedlecki et al., 2011).

#### ● **Pirólise:**

Segundo Sansaniwal et al. (2017), a pirólise é a decomposição térmica que ocorre quando a matéria orgânica está exposta a temperaturas na faixa de 280 a 450 °C, na ausência de oxigênio. O processo de pirólise ocorre da seguinte forma (Sansaniwal et al., 2017):

- a) Decomposição dos carboidratos (hemicelulose, celulose, lignina);
- b) Produção de alcatrão e de ácidos leves.

A pirólise recebe diferentes denominações dependendo das condições utilizadas. Na pirólise lenta (carbonização) são empregadas baixas temperaturas (aproximadamente 400 °C) e longos tempos de residência (dias), favorecendo a produção de carvão vegetal. A produção típica de produtos da carbonização é de 30% de líquidos, 35% de gases e 35% de carvão vegetal (Braga, 2012).

A pirólise convencional ou rápida envolve temperaturas moderadas (aproximadamente 650 °C) e um baixo tempo de residência (segundos) dos gases, que favorecem a produção de líquidos. A produção típica de produtos da pirólise rápida é de 12% de sólidos, 13% de gases e 75% de líquidos (bio-óleo). Por outro lado, a gaseificação que é realizada com elevadas temperaturas rende em torno de 5% de líquidos, 10% de sólidos e 85% de gases (Braga, 2012).

A pirólise é representada pela expressão (Sansaniwal et al., 2017):



- **Combustão (oxidação):**

O oxidante mais comumente utilizado é o oxigênio, a partir do ar ou na forma pura. A combustão se inicia em torno de 700 °C, e dependendo do tipo de reator de gaseificação pode chegar até 1500 °C. As reações de oxidação (combustão) são exotérmicas, homogêneas (reações gás-gás) ou heterogêneas (reações sólidas-gás), e são fundamentais para o processo de gaseificação, porque elas proporcionam a energia térmica necessária para as reações endotérmicas (secagem, pirólise e redução) (Basu, 2010).

O oxigênio fornecido reage com as substâncias orgânicas combustíveis presentes no gaseificador (principalmente C, H<sub>2</sub> e CH<sub>4</sub>) resultando na formação de CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>O, que posteriormente são reduzidas por meio do contato com o carvão produzido na etapa de pirólise (Basu, 2010).

- **Gaseificação (redução):**

Esta etapa ocorre quando a quantidade de oxigênio é bem menor (cerca de 20 a 50%) que a quantidade estequiométrica necessária para a oxidação do combustível. Neste caso, diversas reações de redução ocorrem no intervalo de temperatura entre 800 a 1200 °C. Em relação oposta as reações de oxidação, a maioria das reações de redução (gaseificação) e reforma (reforma a vapor, reforma parcial) são endotérmicas (Arnavat, 2011).

Os produtos da gaseificação são gases não condensáveis combustíveis (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, CO, H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>, etc.) que são obtidos por meio de uma série de reações químicas simultâneas e sucessivas. As quatro reações mais importantes da gaseificação são: reação de água-gás, reação de Boudouard, reação de deslocamento água-gás e reação de metanização (Doherty et al., 2009).

## 2.4 LIMPEZA DO GÁS

A conversão de energia com alta eficiência em sistemas baseados na gaseificação de biomassa precisa de uma etapa intermediária de limpeza do gás gerado, entre o gaseificador e o acionador primário, para garantir os requerimentos da aplicação final. O gás da gaseificação de biomassa contém diversas impurezas, como cinzas, álcalis, minerais, alcatrão, NH<sub>3</sub>, H<sub>2</sub>S, HCl etc. Esses elementos podem ser classificados como material particulado sólido, alcatrão e contaminantes gasosos.

As pesquisas para a limpeza e uso em turbina do gás da gaseificação da biomassa concentram-se principalmente na remoção de material particulado e alcatrão (Aravind et al., 2007).

Denomina-se sistema de limpeza de gases a sequência de processos e equipamentos que promovem a remoção desses contaminantes. Existem dois tipos de conceitos tecnológicos que englobam um conjunto de equipamentos em série para a limpeza do gás pobre: sistema de limpeza seco (a quente), sistema de limpeza úmido (a frio) e o sistema de limpeza semi-úmido (Lippert et al., 1996).

Em trabalho recente desenvolvido por pesquisadores do NEST/UNIFEI sobre os métodos de limpeza dos gases provenientes de um gaseificador de leito fixo existente nos laboratórios do NEST/UNIFEI (Giraldo, 2013). Foi realizado um projeto para a construção de equipamentos (lavador venturi, lavador do spray, filtro de leito fixo com carvão ativado e areia, filtro cerâmico) para a limpeza dos gases.

Giraldo (2013) realizou uma avaliação experimental de um sistema de limpeza de gases operando a baixa temperatura ( $<400^{\circ}\text{C}$ ) para uso de gás pobre em uma célula à combustível de óxido sólido. Além disso, apresentou-se uma metodologia para o projeto de equipamentos que fazem parte do sistema de limpeza para a remoção de alcatrões e partículas.

A Figura 2.3 mostra a diferença entre os métodos dos sistemas de limpeza seco, úmido e semi-úmido do gás pobre. Os processos típicos comerciais de limpeza focam-se no uso de ciclones, mangas filtrantes e lavadores para remover partículas, alcatrão, amônia e ácidos.

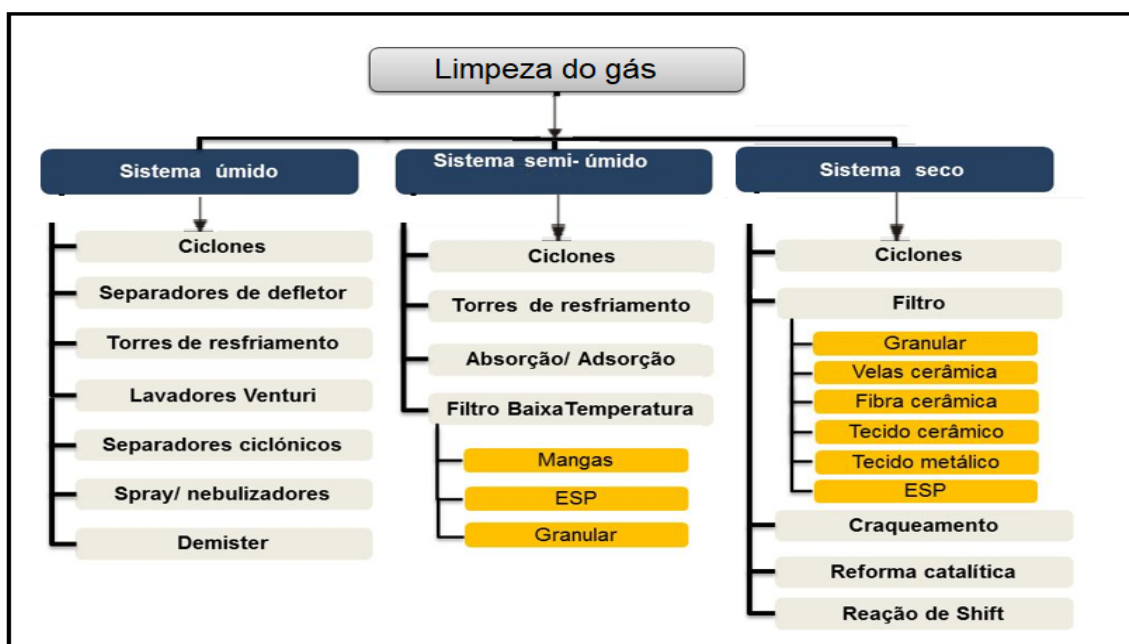


Figura 2.3: Sistema de limpeza seco, úmido e semi-úmido do gás pobre (Huber et al., 2006).

A remoção das partículas pode ser feita por filtros de manga, precipitadores eletrostáticos, ciclones, ou lavadores de gases. A condensação dos alcatrões deve ser evitada, por isso, a temperatura de funcionamento deve ser mantida sempre acima do ponto de condensação dos alcatrões. A remoção de alcatrão após a gaseificação pode ser feita através de separação física (filtros, lavadores, etc.), craqueamento térmico e craqueamento catalítico (Bocci et al., 2014).

## 2.4.1 Remoção do material particulado

A distribuição granulométrica das partículas provenientes da gaseificação de biomassa vão desde 10 nm até 30  $\mu\text{m}$  (Gustafsson, 2011). As partículas presentes no gás pobre são formadas por substâncias inorgânicas e são compostas por material do leito, biomassa não convertida, cinzas volantes, produtos da gaseificação incompleta (carvão, coque) e produtos de polimerização secundária. Essas partículas precisam ser removidas porque causam efeitos adversos nos equipamentos, como entupimentos, deposições, aglomerações, desgastes e erosões nas tubulações e equipamentos, além de desativação dos catalisadores (Huber et al., 2006).

Os equipamentos usados para a remoção das partículas são: separadores centrífugos, ciclones, lavadores de gases, filtros de barreira e precipitadores eletrostáticos (Jones, 2012).

### 2.4.1.1 Lavadores de gases

Os lavadores removem o material particulado do gás por um ou mais mecanismos de coleta de partículas. A eficiência destes mecanismos é influenciada pelo tamanho das partículas e das gotas, pelas condições operacionais do lavador e pela turbulência do sistema.

O princípio de funcionamento dos lavadores de gases é através da absorção do material particulado presente no fluxo gasoso por meio de um líquido absorvente, mediante contato físico, o qual pode ocorrer de diferentes maneiras, dependendo do tipo de lavador. O líquido retém o material particulado, de tal forma que posteriormente essa fração sólida é separada, e o líquido retorna ao processo para dar continuidade à lavagem da corrente gasosa (Hofbauer et al., 2007).

Se o processo ocorrer com pressões elevadas, a água estará a uma temperatura de aproximadamente 175 °C e o gás pobre sai do lavador saturado (Hofbauer et al., 2007).

A eficiência dos lavadores é de aproximadamente 70 a 99% e depende de variáveis, tais como, a distribuição do tamanho de partícula, tamanho das gotas do líquido, relação líquido/gás, tipo do líquido de lavagem e queda de pressão. Existem vários tipos de lavadores, sendo que o Venturi e as torres de nebulização são as mais usadas para remover partículas. Os lavadores por nebulização são mais usados na remoção de compostos ácidos (HCl, SO<sub>2</sub>), halogênios e álcalis (Bocci et al., 2014).

#### 2.4.1.2 Ciclones

Os ciclones são equipamentos empregados para separar e coletar partículas por meio da ação da força centrífuga. Por serem equipamentos estacionários não oferecem dificuldades para operação em altas temperaturas (1200 °C) e elevadas pressões (50 bar). A velocidade de entrada do gás pode variar de 15 a 25 m/s.

As principais características dos ciclones são: eficiência de coleta, eficiência de fracionamento, diâmetro de corte e queda de pressão. Os ciclones simples são aplicados para remover partículas de diâmetro em torno de 15 µm (Mondal et al., 2011).

Os ciclones possuem uma boa relação custo/benefício para a limpeza inicial do gás, porque eles são especialmente efetivos para a remoção de partículas de dimensões elevadas. Eles são capazes de remover partículas com diâmetro maior do que 5 µm com uma queda de pressão mínima de 1000 Pa. A remoção parcial de partículas na faixa de 1–5 µm também é possível, apesar dos ciclones não serem eficientes nessa faixa. Quando o diâmetro médio das partículas cai para menos do que 10 µm a eficiência de remoção cai rapidamente. Os ciclones de alta eficiência possuem menores diâmetros, operam com temperaturas maiores e maiores quedas de pressão. Os ciclones podem remover 98% das poeiras e 95% das partículas menores que 10 µm (Liu, 2013).

#### 2.4.1.3 Filtros de barreira

Os filtros de barreira são formados por materiais porosos que permitem a passagem do gás, entretanto impedem a passagem das partículas. Estes filtros podem remover efetivamente

partículas na faixa de 0,5 a 100  $\mu\text{m}$  de diâmetro. Os filtros de barreira incluem os filtros de tecido (filtros de manga), de barreira rígida (cerâmicos e metálicos) e de leito granular (areia).

As eficiências desses equipamentos vão desde 95% até 99%, sendo que a diferença depende de fatores como a velocidade de filtração do gás, das características das partículas, temperatura e mecanismos de limpeza (Giraldo, 2013). Os filtros rígidos, principalmente os filtros cerâmicos, são usados nos métodos de limpeza do gás pobre, pois operam com altas temperaturas.

A queda de pressão ao longo do filtro não é constante. Esses filtros têm eficiências maiores que 99%. Os filtros de manga têm sido usados em escala industrial desde a década de 70, e tem aproximadamente 100% de eficiência na remoção das partículas maiores de 1  $\mu\text{m}$ , todavia a queda de pressão é alta. (Simeone et al., 2013).

## 2.4.2 Alcatrão

Os alcatrões são compostos por substâncias orgânicas condensáveis e variam desde produtos oxigenados até produto de elevado peso molecular.

A formação do alcatrão é um dos maiores problemas que ocorrem durante a gaseificação da biomassa, os gases contêm também material particulados os quais são compostos prejudiciais ao processo, tornando necessária sua remoção para futuras aplicações (Cui et al., 2010). Os alcatrões tendem se a condensar e se deposita nas superfícies com temperaturas menores que 450  $^{\circ}\text{C}$ , causando o entupimento dos filtros, tubulações, válvulas, etc. Além de danificar o funcionamento do equipamento em que o gás será utilizado, isso leva a utilização de sistemas complexos para a limpeza do gás e a altos custos de manutenção dos equipamentos (Chen et al., 2009).

Os parâmetros mais importantes para a formação dos alcatrões são composição e tipo de pré-tratamento da biomassa, tipo de gaseificador, temperatura e pressão do reator, tipo e quantidade do agente oxidante e tempo de residência (Woolcock, 2013).

O teor de alcatrão depende das condições operacionais do gaseificador, do tipo de gaseificador, das características da biomassa e do agente de gaseificação (Katherine et al., 2011).

Os processos de remoção do alcatrão são divididos em dois grupos: métodos primários e métodos secundários (remoção física). Deve-se ressaltar que o craqueamento térmico e o craqueamento catalítico podem ser classificados como métodos primários ou secundários, dependendo de como são efetuados. A Figura 2.4: Tratamento primário (Chen et al., 2009).

apresenta o método primário que envolvem somente mudanças nos parâmetros de operação do gaseificador, já os métodos secundários envolvem tratamento do gás externamente em um dispositivo físico para a remoção dos alcatrões (Chen et al., 2009).

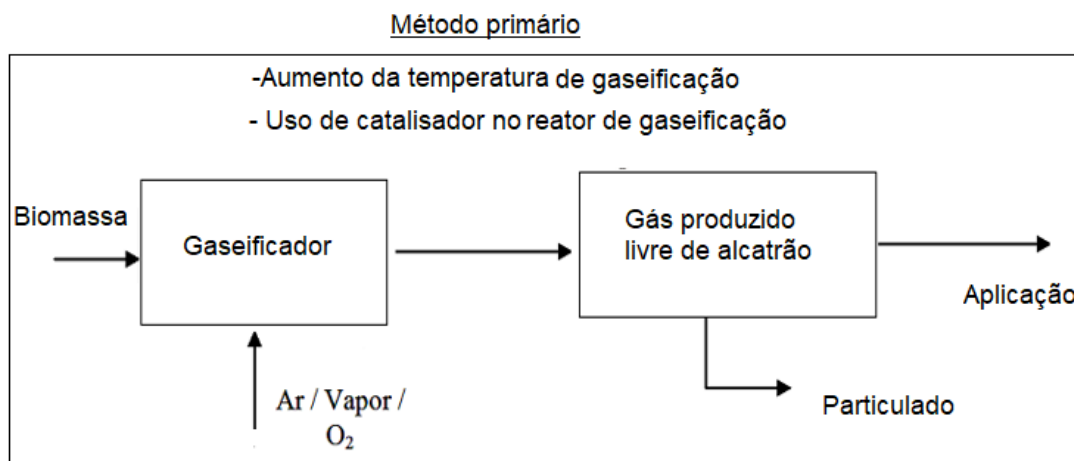


Figura 2.4: Tratamento primário (Chen et al., 2009).

A Figura 2.5 apresentam os métodos secundários e consistem no craqueamento térmico ou catalítico do alcatrão e no uso de dispositivos mecânicos, tais como ciclones, filtros cerâmicos, precipitadores eletrostático e purificador na saída do gaseificador (Reddy et al., 2010) para a remoção do alcatrão e particulado do gás da gaseificação de biomassa.

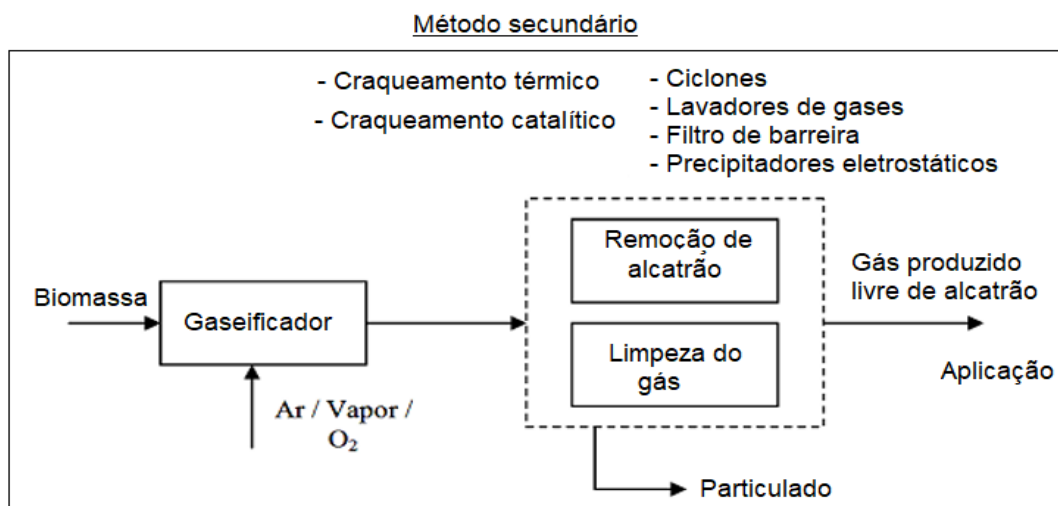


Figura 2.5: Tratamento secundário (Reddy et al., 2010).

Embora os métodos secundários assegurem uma alta eficácia, os tratamentos primários (no interior do gaseificador) estão sendo atualmente os mais empregados, devido à sua maior viabilidade econômica (Mun et al., 2010).

### 2.4.3 Qualidade do gás

A qualidade do gás combustível influencia a viabilidade de utilização de cada uma das tecnologias, nomeadamente através da quantidade e do tamanho das partículas existentes no gás produzido. A esse respeito, cabe pontuar que as partículas permitidas em cada sistema estão indicadas na Tabela 2.2

Os motores alternativos de combustão interna são mais tolerantes aos contaminantes do gás da gaseificação da biomassa do que as turbinas a gás. É possível usar um gás que contenha 50 mg/Nm<sup>3</sup> de alcatrão num motor alternativo, enquanto para as turbinas a gás o conteúdo de alcatrão no gás deve ser menor que 5 mg/Nm<sup>3</sup> (Anisa, 2011).

Tabela 2.2: Qualidade do gás para o uso em motores alternativos e turbinas a gás (Anisa, 2011).

Contaminante	Motor de combustão interna	Turbina a gás
Particulados (mg/Nm <sup>3</sup> )	< 50	< 30
Tamanho particulado (µm)	< 10	< 5
Alcatrão (mg/Nm <sup>3</sup> )	< 100	< 5
Metais Alcalinos (mg/Nm <sup>3</sup> )	-	0.24

O avanço nas pesquisas continua mediante a realização de testes, modelagem, mudanças construtivas e otimização dos parâmetros operacionais dos gaseificadores existentes, com o objetivo principal de elevar a qualidade do gás em vários aspectos, como: aumento do poder calorífico, redução do teor de alcatrão, obtenção de combustíveis e produtos de melhor qualidade (Anisa, 2011).

## 2.5 GASEIFICADORES DE BIOMASSA

Existem diversas configurações de reatores para realizar o processo de gaseificação da biomassa. Os gaseificadores são classificados em: reatores de leito fixo e leito fluidizado. A diferença entre eles está na forma de contato entre a biomassa e o agente de gaseificação (ar, oxigênio e vapor), mas os princípios de gaseificação são os mesmos (Sansaniwal et al., 2017).

A classificação dos diferentes tipos de gaseificadores pode ser observada na Figura 2.6 (Sansaniwal et al., 2017).

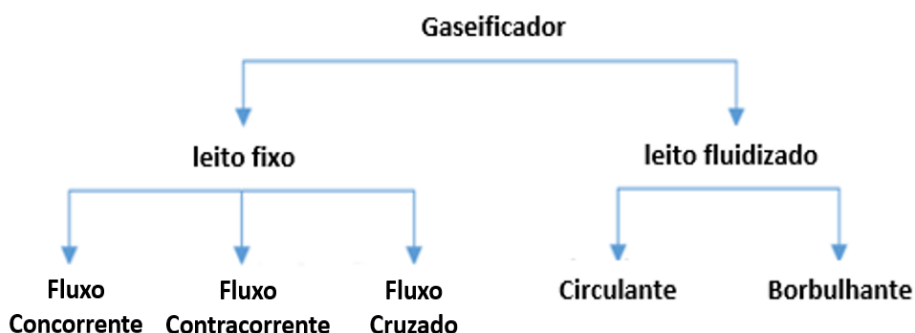


Figura 2.6: Esquema de diferentes tipos de gaseificadores (Sansaniwal et al., 2017).

Cada tecnologia de gaseificação tem uma aplicação apropriada, ditada pelos parâmetros de funcionamento. A Tabela 2.3 mostra algumas considerações gerais dos gaseificadores de leito fixo.

Tabela 2.3: Tipos de gaseificadores de leito fixo (Olofsson et al., 2005).

	<i>Co-corrente</i>	<i>Contra-corrente</i>	<i>Fluxo cruzado</i>	<i>Referência</i>
Pressão	Atmosférica	Atmosférica	Atmosférica	(Olofsson et al 2005)
Tempo de partida (min.)	10 - 20	15 - 60	10 - 20	(Abdul Salam et al 2010)
Tamanho da biomassa (mm)	20 - 100	5 - 100	40 - 80	(Abdul Salam et al, 2010)
Umidade (% wb)	< 15 - 20	< 50	< 7 (carvão vegetal)	(Abdul Salam et al, 2010)
Temperatura de saída do gás	700 °C	200 - 400 °C	1250 °C	(Basu, 2010)
Eficiência a quente	85-90%	90 - 95%	75 - 90%	(Basu, 2010)
Escala de aplicação	1 kWth - 1 MWth	1 - 10 MWth	-----	(Rensfelt, 2005)

### 2.5.1 Gaseificador de leito fluidizado

Neste tipo de reator é possível obter um melhor contato entre o sólido e o gás, favorecendo as reações que envolvem o processo, possibilitando, ainda, uma uniformidade da temperatura do leito. Os reatores de leito fluidizado têm um leito isotérmico que opera usualmente em temperaturas na faixa de 700–900 °C (Tzeng, 2007).

Os gaseificadores de leito fluidizado são classificados em leito borbulhante (velocidade superficial do gás na faixa de 1 até 2 m/s) e leito circulante (velocidade maior de 5 m/s) (Belgiorno et al., 2003).

No leito fluidizado borbulhante (Figura 2.7 a) o agente de gaseificação, distribui borbulhas no leito, aumentando seu tamanho ao diminuir a pressão, de acordo com a altura do leito.

Neste tipo de gaseificador a transferência de massa e energia é alta, o que favorece uma boa mistura da fase sólida, o que significa que os níveis de reação são altos, o tempo de residência das partículas é pequeno e a temperatura é quase constante no leito (Tzeng, 2007).

No leito fluidizado circulante (Figura 2.7 b) a velocidade do fluido é suficientemente alta (5,0–10,0 m/s), ocorrendo uma grande migração das partículas sólidas para fora do transportador. A velocidade de fluidização aumenta, porém, a Relação de Equivalência (ER) deve permanecer entre 0,2 e 0,5 (Tunã, 2013).

Neste tipo de reator não existe uma interface distinta entre a borda livre (freeboard), que fica situada acima da superfície do leito, e a zona de fluidização do leito (Tzeng, 2007; Basu, 2010; Knoef, 2005).

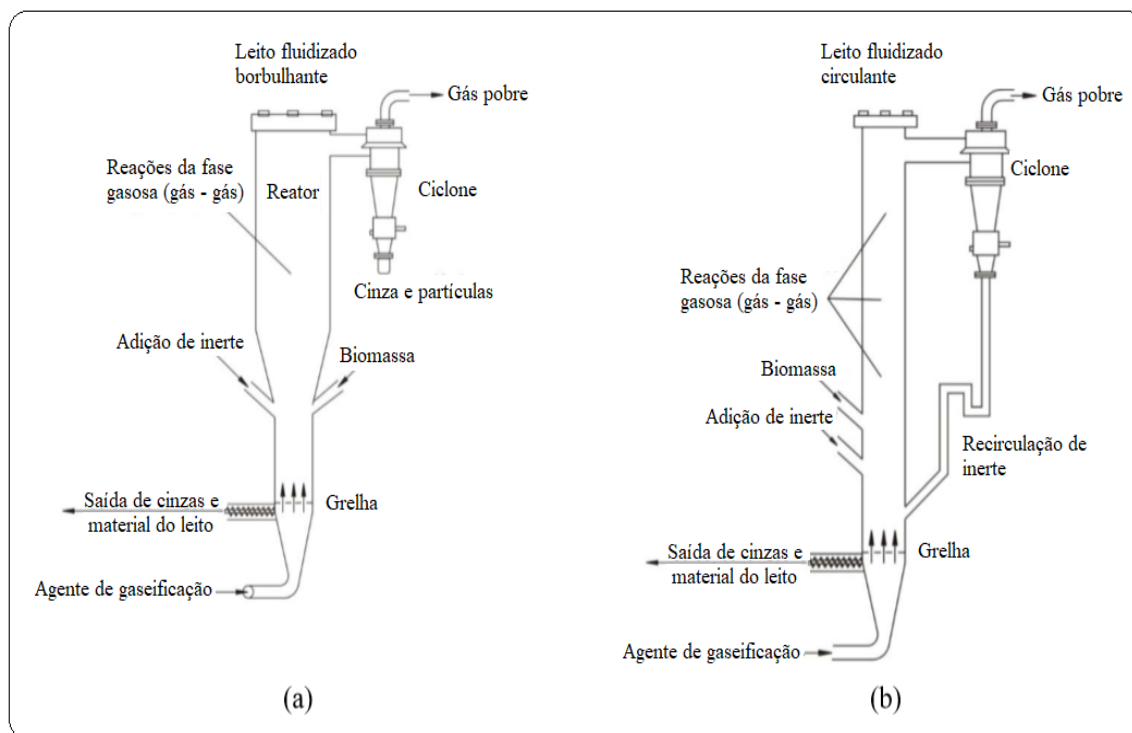


Figura 2.7: (a) Leito fluidizado borbulhante. (b) Leito fluidizado circulante, (Knoef, 2005).

A Tabela 2.4 mostra os principais parâmetros de comparação entre os gaseificadores de leito fluidizado borbulhante e circulante.

Tabela 2.4: Parâmetros de comparação entre os gaseificadores de leito fluidizado borbulhante e circulante (Arena, 2012).

Parâmetro	Unidade	Leito fluidizado Borbulhante	Leito fluidizado circulante
Temperatura do leito	°C	700–950	800–1000
Temperatura de exaustão dos gases	°C	500–800	600–900
Pressão de operação	bar	1–35	1–25
Conversão de carbono (CC)	%	91–96	94–99
Escala de produção	MW <sub>th</sub>	10–100	20–500
Razão de rendimento térmico	MW/m <sup>2</sup>	1,2–1,6	5,0–7,0
Produção de alcatrão	g/Nm <sup>3</sup>	9–15	5–11
Particulados no gás pobre	g/Nm <sup>3</sup>	2–10	10–30
PCI do gás pobre	MJ/Nm <sup>3</sup>	4,5–8,2	5,0–12,0
Umidade da biomassa	%	10–55	5–60
Teor de cinzas da biomassa	%	<25,0	<20,0
Eficiência fria	%	72–85	78–86
Tamanho da partícula	mm	50–150	<20
Tamanho das partículas do leito	mm	0,8–4,0	0,05–0,5
Velocidade de fluidização	m/s	2,0–3,0	5,0–10,0

O gaseificador de leito fluidizado possuem características específicas e o gás gerado, em termos de concentração dos componentes combustíveis, podem variar de acordo com o agente de gaseificação e com a pressão de operação do gaseificador. A Tabela 2.5 apresenta as vantagens e as desvantagens desse tipo de reator, operando com o agente de gaseificação, ar.

Tabela 2.5: Vantagens e desvantagens do gaseificador de leito fluidizado (Cortez, 2011).

<b>Gaseificador de leito fluidizado (Ar)</b>	
Vantagens	Desvantagens
Boa distribuição da temperatura no leito.	Baixo poder calorífico.
Tolerância à granulometria da biomassa.	Perda de carbono com as cinzas.
Rápida resposta à introdução de biomassa no leito.	Partida (Start up) do leito demorado.
Moderados níveis de alcatrão e material particulado.	Pode haver sinterização e aglomeração no leito.

## 2.5.2 Razão de Equivalência (ER)

A razão de equivalência (ER) é um parâmetro bastante estudado na gaseificação. É um parâmetro adimensional variável, que é provavelmente a principal variável independente do processo de gaseificação.

A razão de equivalência é definida através da Equação 2.1 e caso se utilize somente o oxigênio como agente de gaseificação, substitui-se a vazão mássica de ar pela vazão mássica de oxigênio (Damartzis et al., 2012).

$$ER = \frac{(\dot{m}_{AR}/\dot{m}_{bio})_{real}}{(\dot{m}_{AR}/\dot{m}_{bio})_{estequiométrica}} \quad (2.1)$$

Segundo Mastellone (2010), o agente de gaseificação, como: o ar, vapor e oxigênio, possui influência na composição e na qualidade do gás gerado. A Tabela 2.6 apresenta a influência do agente de gaseificação, ar e vapor no gás da gaseificação da biomassa.

Tabela 2.6: Influência do agente de gaseificação no gás da biomassa (Mastellone et al., 2010).

Composição	Unidade	Agente de gaseificação	
		Ar	Vapor
H <sub>2</sub>	% Vol.	5 – 19	26 – 55
CO	% Vol.	9 – 21	20 – 40
CO <sub>2</sub>	% Vol.	11 – 19	15 – 30
CH <sub>4</sub>	% Vol.	2 – 7	4 – 14
N <sub>2</sub>	% Vol.	42 – 60	0
PCI	MJ/Nm <sup>3</sup>	3 – 6	12 – 16

### 2.5.3 Temperatura de operação dos gaseificadores

O perfil de temperatura ao longo das diferentes seções do reator é um importante parâmetro de funcionamento para todos os tipos de gaseificadores. A temperatura do reator é uma variável que depende de outras, tais como: razão de equivalência (ER), tempo de residência, composição, temperatura de entrada do agente de gaseificação, isolamento térmico do reator, etc. (Arena, 2012).

O aumento da temperatura de gaseificação, geralmente, favorece a formação de hidrogênio e monóxido de carbono, todavia, em alguns casos o teor de monóxido de carbono pode diminuir. Com o aumento da temperatura ocorre o craqueamento dos alcatrões, e redução de sua composição. Além disso, a formação de dióxido de carbono é desfavorecida em menor extensão, por isso, seu conteúdo tende a diminuir com o aumento da temperatura.

Temperaturas mais elevadas favorecem a conversão de carbono e o craqueamento dos alcatrões, porém nos gaseificadores de leito fluidizado borbulhante e circulante a temperatura máxima de operação é limitada pelo ponto de fusão e sinterização das cinzas (Zheng, 2013).

## 2.6 MICROTURBINAS A GÁS

O termo “microturbina” refere-se a uma turbina a gás com capacidade de geração de até 500 kW, composta de compressor, regenerador (trocaador de calor), câmara de combustão, turbina e gerador elétrico. Esse tipo de equipamento apresenta inúmeras características, destacando-se o seu tamanho compacto, a alta flexibilidade, a confiabilidade, a partida rápida e a capacidade de operar com distintos combustíveis, a saber; gás natural, propano, biogás de aterro sanitário, biogás de digestor, diesel e querosene (Dias, 2011).

O princípio de funcionamento das microturbinas é idêntico ao das turbinas a gás de maior porte. Baseado no ciclo regenerativo inicia-se com a admissão de ar pelo compressor, sendo aquecido pelo recuperador de calor antes de entrar na câmara de combustão. Os gases quentes da combustão se expandem através da turbina, a qual move o compressor e o gerador de energia elétrica.

A energia contida nos gases de exaustão gerada pelo processo pode ser aproveitada para geração de energia térmica (cogeração), utilizando-se um recuperador de calor, conforme pode ser visto no diagrama da Figura 2.8 (Brunetti, 2012).

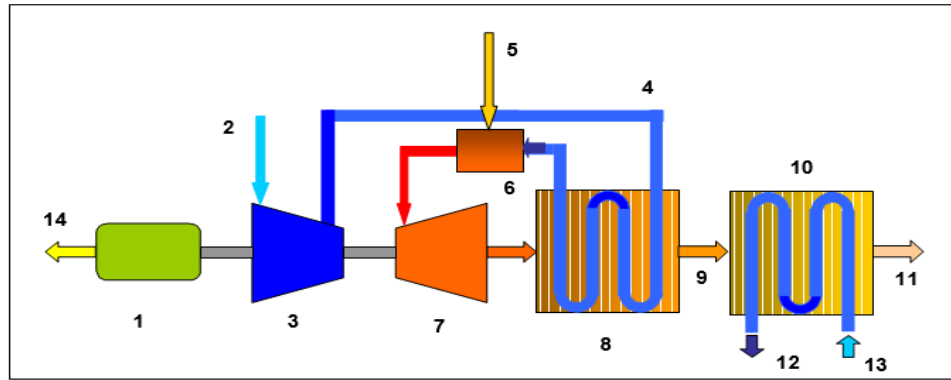


Figura 2.8: Diagrama esquemático de uma microturbina a gás (Brunetti, 2012).

1	Gerador	8	Recuperador de calor
2	Entrada de ar	9	Gases de exaustão
3	Compressor de ar	10	Caldeira de recuperação
4	Ar para o recuperador	11	Saída dos gases de exaustão
5	Entrada de combustível	12	Saída de água (quente)
6	Câmara de combustão	13	Entrada de água (fria)
7	Turbina	14	Potência elétrica de saída

A microturbina da Capstone utilizada nos testes experimentais, o compressor, a turbina e o gerador elétrico são montados em um único eixo, logo todos esses componentes têm a mesma rotação. Nesta configuração, parte da potência produzida pela turbina é consumida pelo compressor, e o restante destina-se ao gerador. A Figura 2.9 mostra a microturbina de um eixo da fabricante Capstone, modelo C30 de 30 kW de potência nominal.

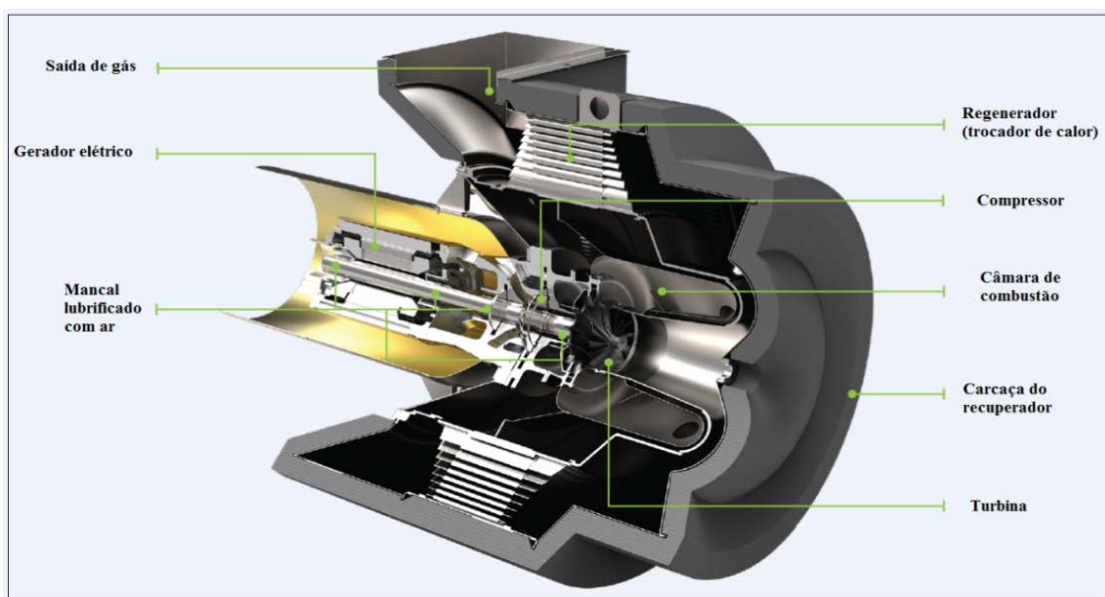


Figura 2.9: Microturbina de um eixo (CAPSTONE TURBINE CORPORATION, 2006).

## 2.6.1 Características técnicas dos componentes das microturbinas a gás

### 2.6.1.1 Compressor

Segundo Sakatsume (2004) existem dois tipos de compressores: o centrífugo e o axial. O compressor centrífugo é mais utilizado em microturbinas de baixa potência (30 e 500 kW) e opera com baixas e médias vazões de ar, com razão de compressão típica de 4:1, podendo chegar a 12:1 em modelos experimentais (Figura 2.10). O compressor axial, por sua vez, é mais utilizado em turbinas de maior potência.



Figura 2.10: Rotor do compressor centrífugo (CAPSTONE TURBINE CORPORATION, 2006).

O anel de palhetas estacionárias que recebem o ar é chamado de difusor (Figura 2.11). A função do difusor é de elevar a pressão do ar. O difusor é feito comumente de uma liga de alumínio ou de titânio (CAPSTONE TURBINE CORPORATION, 2006).



Figura 2.11: Difusor que fica acoplado no compressor centrífugo (CAPSTONE TURBINE CORPORATION, 2006).

## 2.6.2 Câmara de combustão

A câmara de combustão em uma turbina a gás é composta de difusor, carcaça, bico, queimadores, tubo de chama e misturador de ar (“*swirler*”). Ela pode ser dividida em zona primária, zona intermediária e zona de diluição. Nas microturbinas de baixa potência, utiliza-se a câmara anular, mas existem modelos com câmara de combustão tubular.

A câmara anular está localizada ao redor do eixo, a fim de reduzir o tamanho da máquina, e possuem entradas para os três bicos injetores (queimadores). A Figura 2.12 mostra a câmara de combustão anular da microturbina Capstone, modelo C30 de 30 kW de potência.



Figura 2.12: Câmara de combustão anular da microturbina a gás (CAPSTONE TURBINE CORPORATION, 2006).

O gás combustível é distribuído para os três injetores (queimadores) através de um conjunto de válvulas (manifold). A Figura 2.13 mostra as válvulas para o combustível gasoso da microturbina a gás da Capstone de 30 kW.



Figura 2.13: Válvulas para o combustível da microturbina a gás, modelo C30 (CAPSTONE TURBINE CORPORATION, 2006).

A válvula solenoide é o elemento primário no controle da vazão de combustível e tem como função ajustar a vazão necessária para obter a rotação ou a potência requerida pelo sistema. As microturbinas mais modernas empregam válvulas reguladoras de vazão de gás (Figura 2.14) com duas solenoides e ajuste eletrônico.



Figura 2.14: Válvula solenoide de controle da vazão (CAPSTONE TURBINE CORPORATION, 2006).

O combustível é injetado na câmara de combustão através de três injetores (queimadores). Em alguns casos, o queimador tem duas entradas para o gás combustível, e o ar é misturado ao redor, com a finalidade de fazer a pré-mistura (Figura 2.15).

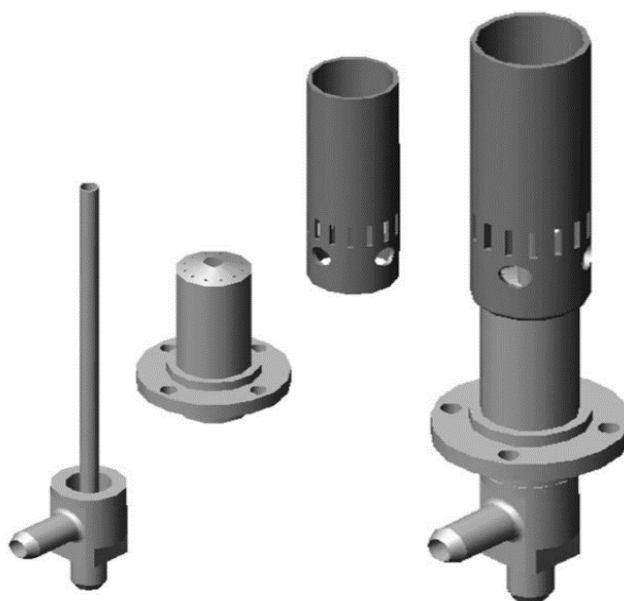


Figura 2.15: Queimador de combustível gasoso da microturbina C30 (CAPSTONE TURBINE CORPORATION, 2006).

### 2.6.3 Turbina

A turbina é a parte da máquina na qual os gases, que saem da câmara de combustão à alta pressão e temperatura, são expandidos, entregando trabalho ao eixo. A Figura 2.16 mostra o conjunto compressor-turbina.

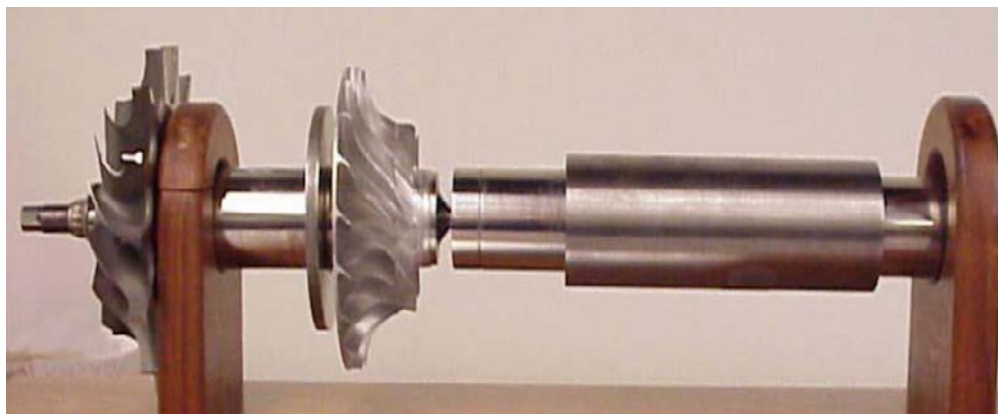


Figura 2.16: Conjunto compressor-turbina  
(CAPSTONE TURBINE CORPORATION, 2006).

A turbina radial possui um anel de palhetas estáticas (bocais) que guia os gases quentes da câmara de combustão em direção ao rotor da turbina. A Figura 2.17 mostra os bocais radiais da microturbina Capstone, modelo C30 de 30 kW de potência nominal.



Figura 2.17: Bocais da turbina radial  
(CAPSTONE TURBINE CORPORATION, 2006).

## 2.6.4 Regenerador (trocador de calor)

A microturbina usualmente emprega um regenerador, o qual é um trocador de calor ar/gás que utiliza os gases de exaustão quentes da turbina (ao redor de 320 °C), a fim de pré-aquecer o ar comprimido. A temperatura do ar, que sai do compressor, está entre 150 e 200 °C, antes de entrar na câmara de combustão. Com isso, a quantidade de combustível necessária é reduzida para aquecer o gás na entrada da turbina, elevando a eficiência do sistema.

Projetos modernos utilizam ligas de alta resistência e elevada qualidade na soldagem, junto com projetos que diminuem a influência da dilatação do material no aumento do volume do regenerador, evitando trincas e vazamentos (Soares, 2014). As chapas do regenerador têm forma corrugada, o que permite a dilatação pelo aumento da temperatura, sem produzir aumento do volume do conjunto. A Figura 2.18 mostra o regenerador da microturbina de 30 kW da Capstone.

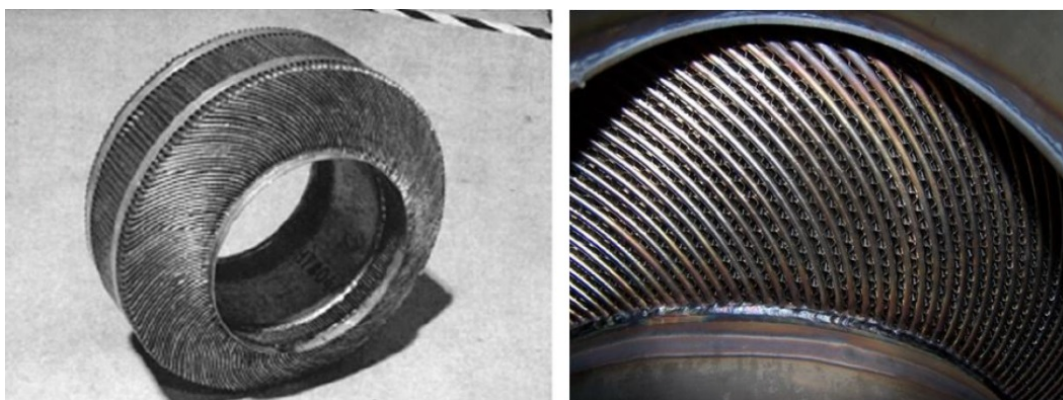


Figura 2.18: Regenerador da microturbina a gás, modelo C30  
(CAPSTONE TURBINE CORPORATION, 2006).

## 2.6.5 Gerador elétrico

Os geradores das microturbinas, além de trabalhar em altas rotações, também trabalham com rotação variável. Sempre que for necessário aumentar a potência gerada, a turbina aumenta a sua rotação.

As microturbinas utilizam geradores com conversores de corrente contínua para corrente alternada (CC-AC), e o gerador também opera como motor de partida (Willis et al., 2000). A microturbina a gás da Capstone, modelo C30 de 30 kW de potência, utiliza um gerador que opera a alta rotação (96.000 rpm) e gera energia elétrica em corrente alternada,

usando um alternador de imã permanente. A Figura 2.19 mostra o gerador da microturbina a gás de 30 kW.

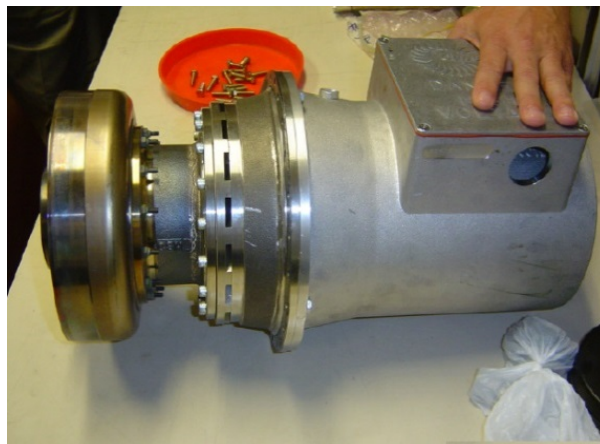


Figura 2.19: Gerador da microturbina de 30 kW  
(CAPSTONE TURBINE CORPORATION, 2006).

### 2.6.6 Mancais

A microturbina Capstone de 30 kW possui mancais a ar que suportam o eixo. O eixo principal da turbina roda em uma fina camada de ar pressurizado, o que evita o contato de metal com metal, com exceção do momento da partida.

Os mancais a ar oferecem simplicidade de operação. Existe preocupação com a confiabilidade dos mancais a ar, com relação aos numerosos e repetidos starts, devido ao atrito de metal com metal durante o startup, shutdown, e à variação de carga (Capstone turbine corporation, 2006). A maior vantagem de usar mancais a ar está relacionada com os custos de manutenção, pois, em mancais lubrificados a óleo, tem-se a deterioração do fluido lubrificante. A título de exemplo, a Figura 2.20 apresenta os mancais da microturbina Capstone de 30 kW.



Figura 2.20: Mancais suportados pelo ar  
(CAPSTONE TURBINE CORPORATION, 2006).

## 2.6.7 Fabricantes de microturbinas a gás

Algumas empresas nos Estados Unidos, no Japão e na Europa introduziram recentemente no mercado mundial algumas unidades comerciais de microturbinas a gás como mostra a Tabela 2.7 (Soares, 2014).

No Brasil, desde 2008, a empresa Fluxo Soluções Integradas é a distribuidora autorizada da norte-americana Capstone Turbine Corporation, fabricante de microturbina. Dentre os seus modelos de microturbina com potência de 30, 65 e 200 kW, a Capstone possui hoje mais de 9 mil microturbinas funcionando em 73 países, sendo que, no território brasileiro, existem mais de 60 unidades instaladas e algumas já estão há quase 10 anos em funcionamento contínuo (Fluxo, 2018).

Tabela 2.7: Principais fabricantes de microturbinas a gás (Soares, 2014).

País	Marca	Modelo	Potência [kW]	Combustível	Eficiência [%]
USA	Capstone	C30	30	GN, Diesel, biogás	26
USA	Capstone	C65	65	Gás natural/biogás	29
USA	Capstone	C200s	200	Gás natural/biogás	33
USA	Elliot	TA 80R	80	Gás natural	28
USA	Ingersoll	MT70	70	Gás natural	28
USA	Ingersoll	MT250	250	Gás natural	26
USA	Avon Aero	T-62T-32	60	Gasolina, querosene	28
UK	Bowman	TG-80-RCG	80	Gás natural	28
Japão	Kawasaki	GPS250	250	Gás natural	26
Suécia	Turbec	T100-CHP	100	Gás natural	30
USA	Honeywell	-	75	Gás natural	24
França	Genset	TG50	50	Gás natural	26

## 2.7 UTILIZAÇÃO DO GÁS POBRE EM MICROTURBINAS A GÁS

A operação de microturbinas a gás utilizando o gás pobre, tem sido objeto de estudo de vários pesquisadores (Pereira, 2017) os quais demonstram que é possível a utilização desse combustível de baixo poder calorífico em turbina a gás. Mas para que isso aconteça, é necessário um aumento do poder calorífico inferior (PCI) através de misturas com outros

combustíveis de maior conteúdo energético (Liu et al., 2009) ou mediante a gaseificação da biomassa com fluidos alternativos (oxigênio, vapor).

Mrculescu et al. (2016) realizaram testes experimentais em uma microturbina de 500 kW com gás pobre proveniente da gaseificação de biomassa. O gás da biomassa foi obtido a partir de duas fontes de matérias-primas, a madeira e o resíduo industrial (lixo). O gás pobre produzido pela gaseificação da madeira tem um conteúdo energético maior do que o gás pobre produzido da gaseificação de resíduo industrial (baixo conteúdo energético devido ao alto teor de umidade de 45%). Nesse sentido, os pesquisadores concluíram que, a fim de melhorar a eficiência, as microturbinas a gás podem ser modificadas para queimar o gás pobre, e dentro dessas mudanças sugerem substituir o queimador e o compressor.

Segundo Sadig et al. (2015), as emissões das turbinas a gás são controladas pela temperatura de chama, e o gás pobre da gaseificação da biomassa apresenta um nível de diluição alto e conseqüentemente abaixam as temperaturas de chama, o que é bom do ponto de vista da redução das emissões térmicas de NOx.

Liu e Weng (2009) fizeram simulação de uma microturbina de 30 kW. Para a solução numérica do modelo foi utilizado o software Matlab/Simulink e para a elaboração da geometria da microturbina o software Fluent®. O objetivo deles foi avaliar a viabilidade de ajustes e de modificações nas microturbinas para que elas pudessem operar com gás pobre. Primeiramente, os efeitos do uso de gás pobre nas microturbinas foram discutidos para então propor quais os possíveis métodos de ajuste da microturbina:

- a) Ajuste na razão de pressão do compressor e na temperatura de entrada na turbina.
- b) Ajuste na velocidade de rotação do compressor.

Também foi analisada possibilidade de modificar o compressor e a turbina da microturbina. Após a análise da aplicação desses métodos, os autores avaliaram a influência que eles exerceriam no campo de temperatura da câmara de combustão da microturbina para assim determinar se possuem viabilidade ou não.

Todos os métodos analisados tinham o objetivo de resolver os problemas acarretados pela alta vazão de combustível na câmara de combustão da microturbina quando se utiliza gás pobre (Liu et al., 2009). Concluíram, então, que, em ciclos de turbinas a gás, a mudança na relação entre vazão mássica de combustível causará a mudança no ponto de operação e eficiência do equipamento, e a energia disponibilizada durante a combustão pelo gás pobre é menor do que a disponibilizada pelos combustíveis fósseis, devido ao seu baixo PCI.

Portanto, para que a microturbina entregue a potência de saída que foi projetada para produzir, é necessário um aumento na vazão de combustível (Liu et al, 2009).

Delattin et al. (2009) analisaram os resultados dos testes experimentais de uma microturbina na mudança do gás natural para o gás pobre, com algumas modificações na câmara de combustão. Foram monitoradas a temperatura, a pressão, as emissões e a imagem de chama, com o objetivo de detectar possíveis problemas na câmara de combustão, causados pela diferença nas características dos combustíveis.

Segundo Delattin et al. (2009) o teste experimental iniciou-se com gás natural e depois foi substituído gradualmente pelo gás pobre, obtendo as seguintes conclusões:

- a) A temperatura nas paredes da câmara de combustão com gás pobre não foi maior do que a temperatura obtida com gás natural;
- b) Durante a operação com vazão parcial e vazão total, foi observado que o tamanho da chama do gás pobre é menor.
- c) Verificou-se que a chama com gás pobre não se aproxima do aro interno da câmara de combustão e observou-se um aumento da vazão de gás de combustível.
- d) Os teores das emissões de CO e NO<sub>x</sub>, medidas para o gás pobre durante a combustão são mais altos que o teor da emissão de gás natural.

Rabou e Grift (2008) realizaram testes experimentais em uma microturbina de 30 kW com misturas de gás pobre com gás natural. A instalação utilizada para a produção do gás da gaseificação de biomassa foi um gaseificador de leito fluidizado circulante de 500 kW<sub>térmico</sub>, com um sistema de limpeza de gases, que elimina o material particulado e o alcatrão. Durante os experimentos, a biomassa utilizada no gaseificador foram tocos de eucalipto.

O gás pobre obtido pela gaseificação da biomassa teve uma temperatura em torno de 850°C, e a sua composição foi de 7% de H<sub>2</sub>, 17% de CO, 15% de CO<sub>2</sub>, 4% de CH<sub>4</sub>, 2% de outros hidrocarbonetos. Durante os testes experimentais, o agente para a gaseificação foi o ar e se obteve um poder calorífico do gás pobre em torno de 6 MJ/Nm<sup>3</sup>.

Inicialmente, a microturbina foi colocada em operação com gás natural e então, gradualmente adicionou-se gás pobre ao gás natural, limitando a vazão mássica do gás pobre em 25 Nm<sup>3</sup>/h. Na Figura 2.21, podem ser observadas as vazões totais de gás na operação da microturbina com mistura de gás pobre e gás natural em função da potência de saída.

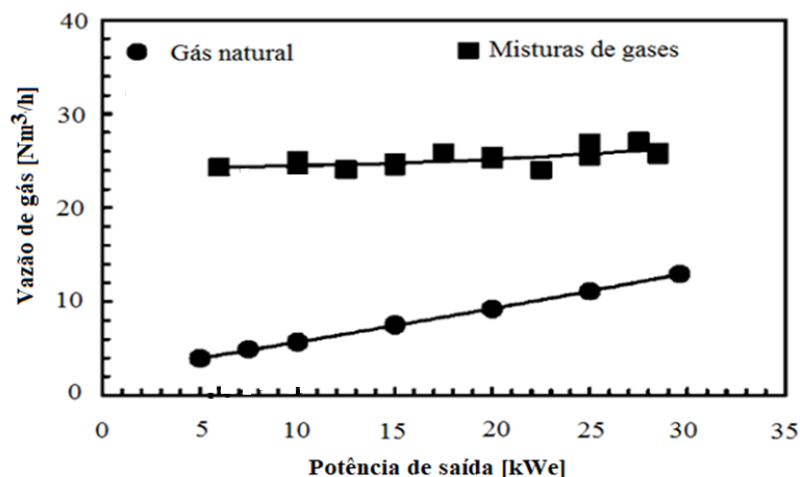


Figura 2.21: Vazões de gás combustível na microturbina com mistura de gás natural e gás pobre (Rabou e Grift 2008).

Segundo Rabou e Grift (2008) com a microturbina a gás operando na potência máxima, tem-se 65% de gás pobre e 35% de gás natural em volume. Neste ponto, o gás pobre contribui com apenas 26% para o poder calorífico da mistura, que é de 15 MJ/Nm<sup>3</sup>, e a eficiência elétrica da microturbina é de aproximadamente 26% quando o gás pobre é adicionado.

Para o teste experimental com 100% de gás pobre, a potência máxima atingida pela microturbina é de 5 kW conforme apresenta a Figura 2.22.

Rabou e Grift (2008), por sua vez, demonstraram que o sistema compensa a menor capacidade térmica por uma maior vazão de gás combustível. Como resultado, a potência total produzida pela mistura de gás pobre e gás natural é inferior aos 30 kW.

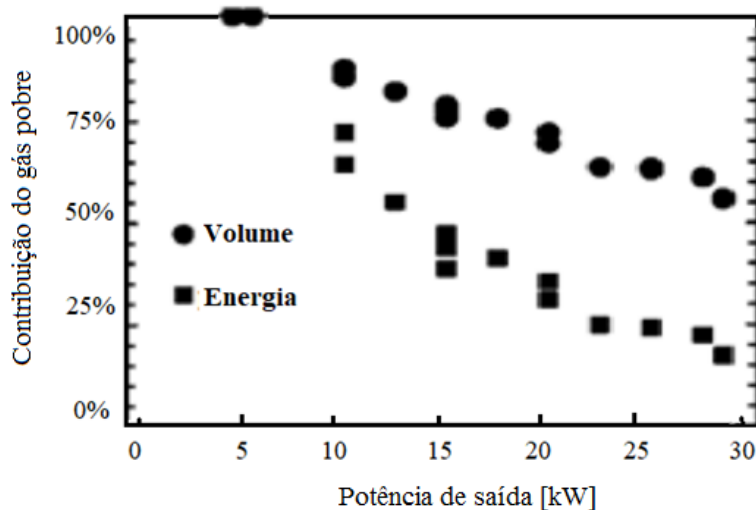


Figura 2.22: Contribuição do gás pobre, em volume e energia (Rabou e Grift 2008).

De acordo com Rabou e Grift (2008) a microturbina operando na potência de 7,5 kW e com uma mistura de 93% de gás pobre e 7% de gás natural por volume, possui um poder calorífico inferior (PCI) de 8 MJ/Nm<sup>3</sup> e foi comprovado nos testes experimentais que este PCI é o menor valor necessário para a operação da microturbina de 30 kW.

## 2.8 INFLUÊNCIA DO TEOR DE HIDROGÊNIO NO COMBUSTÍVEL DAS MICROTURBINAS A GÁS

Na pesquisa bibliográfica apresentada anteriormente, foi analisada a utilização do gás pobre em microturbinas a gás sob duas perspectivas: utilizando mistura de gás pobre com outros combustíveis de maior poder calorífico ou de ajuste e modificação na estrutura da microturbina.

De acordo com Rabou e Grift (2008), sem considerar modificações e ajustes na microturbina de 30 kW, garante-se um funcionamento estável a partir de um poder calorífico inferior de 8 MJ/Nm<sup>3</sup>. Para um gás com poder calorífico inferior de 11 MJ/Nm<sup>3</sup>, a microturbina atinge condições de estabilidade muito próximas às condições atingidas quando alimentada apenas por gás natural.

Outra maneira de avaliar a utilização de gás pobre em microturbinas seria aumentar o PCI do gás pobre através da gaseificação com diferentes agentes de gaseificação. O agente de gaseificação oxigênio ou vapor possibilita um aumento do poder calorífico do gás pobre para valores entre 10-18 MJ/Nm<sup>3</sup> (Basu, 2010). No entanto, o poder calorífico do gás é diretamente proporcional à concentração dos constituintes dos gases principalmente: H<sub>2</sub>, CO e CH<sub>4</sub>. Essa composição variável do gás combustível exerce influência profunda em quatro questões de operabilidade do combustor das microturbinas, sendo elas: autoignição, *blowout*, *flashback*, e instabilidade da combustão (Liewen et al., 2008).

De acordo com McDonnell et al. (2016) a autoignição é uma reação química espontânea entre o combustível e ar, que ocorre sem uma fonte de ignição externa. A respeito dessa questão, na literatura, há pouca informação, especificamente sobre a autoignição para o gás pobre em termos de mecanismos químicos e comportamento de combustão.

Segundo McDonnell et al. (2016) a instabilidade da combustão é um fenômeno que acompanha os dispositivos de combustão com alta taxa de liberação de energia. A instabilidade na combustão resulta da associação entre o processo de combustão com a

dinâmica dos fluidos. Através dessa associação, o processo de combustão entrega energia para as oscilações de pressão que ocorrem na câmara de combustão.

Mcdonnel et al. (2016) relataram que, quando ocorre o *Blowout*, a velocidade média do fluxo tem de ser maior do que a velocidade da chama, fazendo com que fisicamente sobre para fora do queimador. O blowout é uma grande preocupação em turbinas a gás estacionárias, em que o método preferido de reduzir os poluentes dos critérios é a combustão pré-misturada.

De acordo com Mcdonnel et al. (2016) o problema de flashback nas microturbinas é agravado quando se utilizam combustíveis com alto teor de hidrogênio devido à reatividade desse gás e à alta velocidade de chama, características que aumentam a propensão para tais problemas. O flashback pode resultar na propagação da chama através da linha do fornecimento de combustível, o que pode resultar em uma explosão (Turns, 2012).

A Figura 2.23 mostra o queimador da microturbina Capstone modelo C65 danificado pela ocorrência do flashback durante os testes experimentais com o gás com alto teor de hidrogênio (90%).



Figura 2.23: Queimador da microturbina Capstone modelo C65 danificado pela ocorrência do flashback (Turns, 2012).

### 2.8.1 Combustão pré-misturada

De acordo com Dantas (2015), a combustão de mistura pobre pré-misturada tem como objetivo o controle das emissões de uma turbina a gás, limitando a formação de poluentes na zona de queima.

A estratégia básica dos queimadores de baixa emissão é de queimar grande parte do combustível, pelo menos 75%, em temperaturas relativamente baixas e em condições pobres para evitar a produção significativa de NOx. Neste caso, o sistema de combustão é projetado para pré-misturar combustível e ar antes que a mistura acesse a câmara de combustão, reduzindo a temperatura de chama através da mistura pobre e, conseqüentemente, diminuindo as emissões de NOx (Dantas, 2015).

A Figura 2.24 apresenta a comparação da temperatura de chama para diferentes queimadores. Nota-se, dessa maneira, que a mistura pobre pré-misturada (1) e catalítico (2) apresentam pontos de operação próximos do limite de ignição (3) em misturas pobres (4). A principal limitação dos queimadores de baixa emissão é o limite pobre da estabilidade de chama, que representa a quantidade de excesso de ar máxima para uma combustão estável (Dantas, 2015).

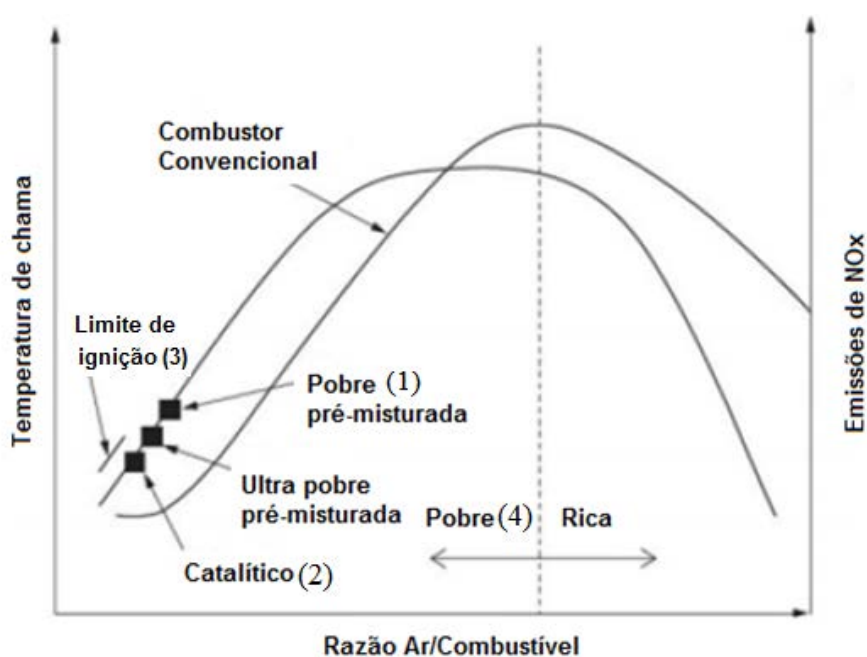


Figura 2.24: Comparação da temperatura de chama para diferentes queimadores (Dantas, 2015).

A Figura 2.25 mostra o queimador da microturbina Capstone de 30 kW para a pré-misturas. Dentro do queimador, encontra-se o gás combustível em alta pressão e o ar quente vindo do compressor. Esse tipo de pré-mistura do gás combustível e do ar reduz significativamente as emissões de NOx (Lieuwen et al., 2008).

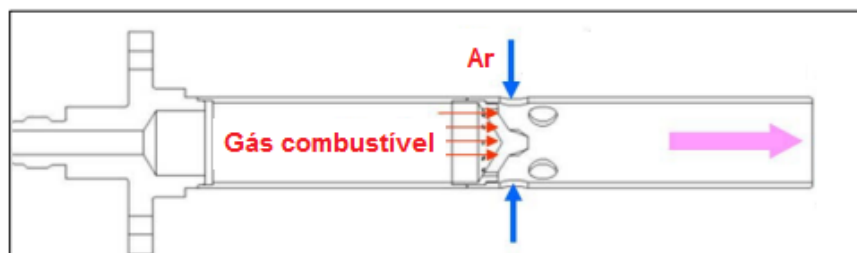


Figura 2.25: Queimador da microturbina Capstone para pré-misturas (Lieuwen et al., 2008).

Pereira (2017) pesquisou sobre as regiões possíveis de operação de gás pobre para as microturbinas a gás, através do processo de gaseificação, com diferentes agentes de gaseificação. Conclui-se que é possível a microturbina operar, desde que o gás pobre tenha um poder calorífico inferior (PCI) maior que  $8 \text{ MJ/Nm}^3$  e conteúdo de hidrogênio seja inferior a 35% (em conteúdo de volume), garantindo que seja possível a microturbina manter-se dentro da margem de operabilidade sem ocorrência de *flashback* e *blowout* (inferior a 40% de vol. de hidrogênio) (Mcdonnell et al., 2016).

## 2.9 INSTABILIDADE DE COMBUSTÃO

Várias pesquisas têm sido realizadas sobre a instabilidade de combustão e têm recebido recentemente muita atenção, tanto nos âmbitos acadêmico quanto industrial, com o intuito de descobrir os fenômenos da dinâmica de chama. Muitos conceitos, nesse sentido, existem para caracterizar um processo de combustão, mas somente aqueles relacionados ao estudo serão apresentados.

Segundo Emadi (2012), a instabilidade de combustão é caracterizada por oscilações de pressão que resultam em vibrações que interferem na operação do sistema de controle e na transferência de calor das paredes da câmara de combustão.

Esses fenômenos podem resultar em desgaste prematuro do componente ou falha. Conseqüentemente, esforços consideráveis de pesquisa e de desenvolvimento foram investidos para elucidar os problemas no processo em que se têm estas instabilidades. No entanto, a combustão pré-misturada pobre, pode causar a liberação de calor instável no sistema e alterar o processo de combustão, o que resulta na excitação das oscilações acústicas da câmara.

Se estas oscilações acústicas excitadas forem associadas à liberação de calor, ocorrerá a instabilidade na combustão. O resultado desta associação pode causar sérios problemas,

tanto para a câmara de combustão como para o queimador, reduzindo a vida útil dos componentes do sistema ou aumentando a emissão de poluente. A Figura 2.26 apresenta o mecanismo responsável pela instabilidade de combustão (Emadi, 2012).

A liberação de calor está ligada à variação da mistura ar/combustível e ao campo de velocidade (influenciado pelas oscilações acústicas). Assim sendo, a compreensão da instabilidade da combustão exige medição e compreensão de uma gama de processos físicos.

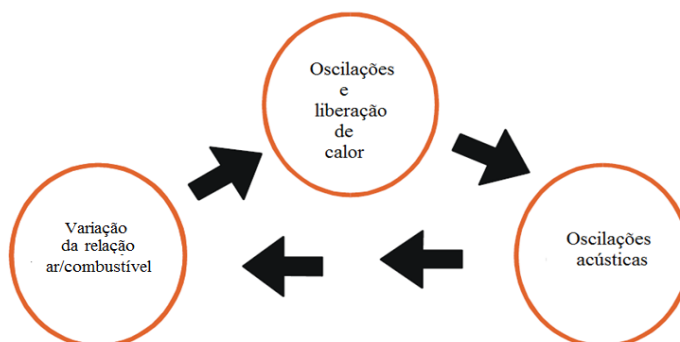


Figura 2.26: Mecanismos responsável pela instabilidade de combustão (Emadi, 2012).

As instabilidades de combustão são frequentemente encontradas nas turbinas a gás. O principal mecanismo físico que leva à instabilidade de combustão é a energia liberada e transferida para o queimador, o que pode afetar a liberação de calor do processo de combustão (Ratner et al., 2007).

Em queimadores de turbinas a gás, essa mudança é induzida principalmente por oscilações acústicas, liberação de calor e da geometria do queimador (Kang, et al., 2007).

A Figura 2.27 (a) apresenta um conjunto de queimadores que foram afetados pela instabilidade da combustão e na Figura 2.27 (b) um conjunto de queimadores intactos. Nos casos mais graves de instabilidades de combustão pode ocorrer explosão (Kaufman et al., 2014).

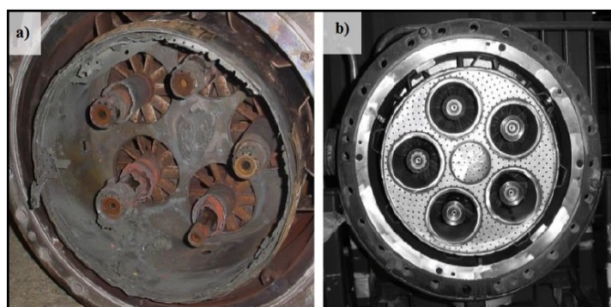


Figura 2.27: Queimadores novos e danificados pela instabilidade de combustão (Kaufman et al., 2014).

### 2.9.1 Velocidade de Chama

Em termos gerais, é possível dizer que a velocidade de chama é o parâmetro que define as características de oxidação de um combustível, apresentando notável influência na taxa de energia liberada, assim como no comportamento das emissões de poluentes.

A velocidade de chama de um combustível específico é dependente da sua composição química e da quantidade de ar empregada para sua oxidação, assim com as condições de pressão e temperatura da mistura. Também, o tipo de escoamento (laminar ou turbulenta) apresenta um efeito considerável na velocidade da chama. Segundo Pulkrabek (1997), misturas pobres (de combustível) apresentam baixas velocidades de chama, enquanto misturas ricas mostram maiores velocidades.

Segundo Dassapa et al. (2007), a velocidade de chama laminar em condições estequiométricas para o gás de gaseificação de biomassa num gaseificador que utiliza, o ar como agente oxidante é 30% maior do que o gás natural. A Tabela 2.8 apresenta uma comparação de propriedades do gás de gaseificação de biomassa, gás metano e gás natural (Dassapa et al. 2007).

Tabela 2.8: Comparação de propriedades do gás de gaseificação da biomassa, gás metano e do natural (Zhang, 2017).

Propriedade	Gás de gaseificação (Gás pobre)	Gás metano	Gás natural
Relação ar/combustível estequiométrica	26:1	16:1	17:2
Velocidade de chama laminar (cm/s)	50	38,4	38,3

### 2.9.2 Técnicas para o estudo da instabilidade de combustão

Ao estudar as características das chamas, duas dessas técnicas são de particular importância, já que são as mais comumente usadas no estudo de sistemas de combustão pré-misturados, tanto a técnicas PLIF (Fluorescência Plana Induzida por Laser) quanto à quimiluminescência.

Nas duas técnicas, uma câmera especial de alta resolução é usada para fotografar e analisar as chamas por um determinado tempo. Ambas são úteis para examinar as

características de uma chama, mas cada uma possui seu próprio conjunto de vantagens e desvantagens.

Quando a pesquisa sobre instabilidade de combustão era novidade, a técnica de quimiluminescência eram as mais comumente usadas. No entanto, com o passar dos anos e devido às limitações técnicas da quimiluminescência foi substituída pela técnica OH PLIF que mostram em mais detalhes as características das chamas (Kaufman et al., 2014).

### 2.9.2.1 Quimiluminescência OH \*

Segundo Kaufman (2014), a quimiluminescência consiste na produção de luz a partir de uma reação química. A energia é constantemente transferida e cada nível de elétron tem a sua própria energia. Por exemplo: um átomo de hidrogênio no seu estado fundamental tem um único elétron que se encontra no nível  $n = 1$ . Quando o átomo de hidrogênio absorve uma quantidade definida de energia, é promovido para um nível de energia superior (nível  $n = 2$ ) e passa a estar num estado excitado (de alta energia), um asterisco (\*) é colocado junto à molécula para indicar esse estado. O elétron regressa à sua posição original no estado fundamental (nível  $n = 1$ ), e libera uma quantidade de energia sob a forma de radiação eletromagnética, que é registada por uma câmera fotográfica que mostra através de imagens o comprimento desses elétrons. A Figura 2.28 mostra o movimento dos níveis dos elétrons.

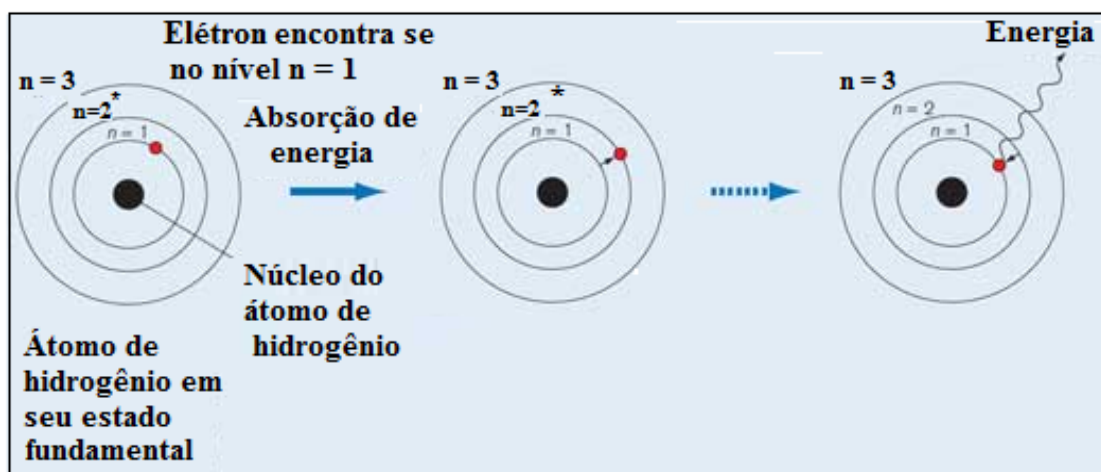


Figura 2.28: Movimentos dos níveis dos elétrons.

O processo de registrar a energia eletromagnética emitida naturalmente é conhecido como quimiluminescência. Ao contrário de muitas outras técnicas de imagem, a quimiluminescência depende exclusivamente da transmissão e da emissão de energia.

À medida que os reagentes do processo de combustão não requer uma fonte de energia externa (por exemplo, um laser) para excitar os elétrons, permite registrar a luminescência de diferentes elétrons radicais dentro da chama, incluindo  $\text{OH}^*$ ,  $\text{CH}_4^*$  e  $\text{CO}_2^*$ , (Kaufman, et al., 2014). A Figura 2.29 apresenta dois exemplos de imagens. A Figura 2.29 (A) mostra a imagem com a técnica de quimiluminescência  $\text{OH}^*$  e a Figura 2.29 (B) mostra a imagem sem o uso da técnica de quimiluminescência  $\text{OH}^*$  na chama de um queimador (Emadi, 2012).

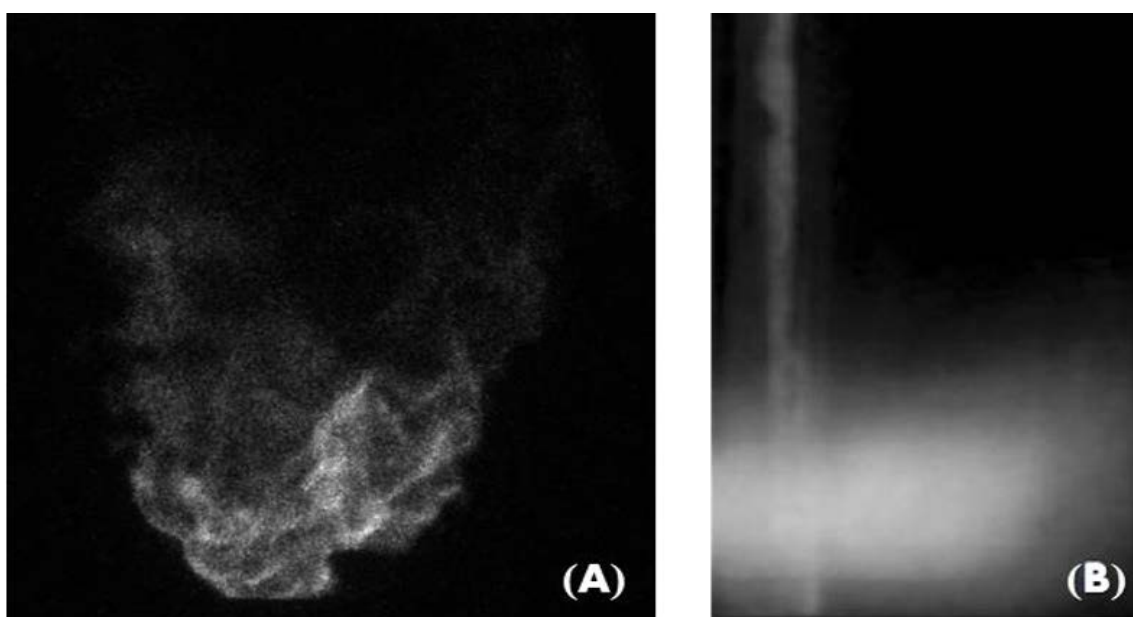


Figura 2.29: (A) Imagem com a técnica de quimiluminescência  $\text{OH}^*$  - Figura 2.29 (B) Imagem sem o uso da técnica de quimiluminescência  $\text{OH}^*$  na chama (Emadi, 2012).

A partir do uso da técnica de quimiluminescência, consegue-se medir com precisão o movimento oscilatório da chama, mas as estruturas detalhadas da chama não podem ser corretamente identificadas, pois a força do sinal de quimiluminescência não é tão intenso, o que resulta em uma diminuição da resolução das imagens da chama.

Uma dessas técnicas de imagem que possui a intensidade de sinal necessária e a capacidade de analisar estruturas de pequena escala dentro da chama é a fluorescência plana induzida por laser ( $\text{OH PLIF}$ ).

### 2.9.2.2 Fluorescência plana induzida por laser (OH PLIF)

Ao contrário da técnica de quimiluminescência, que não consegue analisar a estrutura detalhada da chama em pequena escala, as imagens com a técnica OH PLIF podem ser usadas na identificação de estruturas internas e mostrar em detalhes as características da chama (Ratner, 2007).

A fluorescência plana induzida por laser (OH PLIF) utiliza um sistema de laser para excitar os elétrons dos produtos intermediários de combustão, tais como OH, CH, CH<sub>2</sub>O, NO e a energia eletromagnética da chama é emitida e pode ser registrada pelas imagens através da visualização (Kaufman et al., 2014).

### 2.9.2.3 Critério de Rayleigh

Segundo Emadi (2012), a interação entre a liberação de calor e as oscilações acústicas dentro do combustor é referida como acoplamento termoacústico nos processos de combustão, e tem sido uma grande preocupação para muitos pesquisadores que trabalham com combustores. Quando essa interação entre a liberação de calor e as oscilações acústicas é positiva, pode-se dizer que a instabilidade local tende a não acontecer. Se a interação entre a liberação de calor e as oscilações acústicas tende a ter valores negativos, tende a levar a chama a níveis instáveis (ou mesmo apagar a chama) e podem resultar em falhas no sistema. Lord Rayleigh deu a famosa descrição desse fenômeno como Critério de Rayleigh, aplicado para prever o início da instabilidade de combustão.

Nesse contexto, os mapas do índice de Rayleigh são construídos com base nesse critério e mostra o local na zona de combustão em que ocorre a liberação de calor e a oscilação de pressão. A Equação (2.1) é usada para calcular o índice de Rayleigh ( $R$ ) em cada ponto. Essa fórmula tem sido usada por Culick (1976), Kang et al. (2007), Huang e Ratner (2009), Yilmaz et al. (2009) para estudar a interação entre a liberação de calor e a oscilação de pressão instável através da perturbação acústica na chama.

$$R = \int_0^1 \frac{p'q'}{p_{prms} \bar{q}} dt \quad (2.1)$$

Onde:

$p'$  é a oscilação de pressão;

$p_{prms}$  é a raiz quadrada média da oscilação de pressão para cada imagem;

$q'$  é a oscilação da liberação de calor;

$\bar{q}$  é a liberação média de calor;

$dt$  indica uma integral ao longo do tempo.

De acordo com Emadi (2012), os dados de concentração coletados pela técnica OH PLIF podem ser usados para determinar os valores do índice de Rayleigh locais e globais, além de compreender a instabilidade termoacústica dentro da chama. Exemplos das imagens pela técnica OH PLIF são mostrados na Figura 2.30 (A) e na Figura 2.30 (B), respectivamente. Juntando o conjunto das imagens das Figuras 2.30 (A), (B) e (C), é produzido o mapa do índice de Rayleigh, mostrado na Figura 2.30 (D).

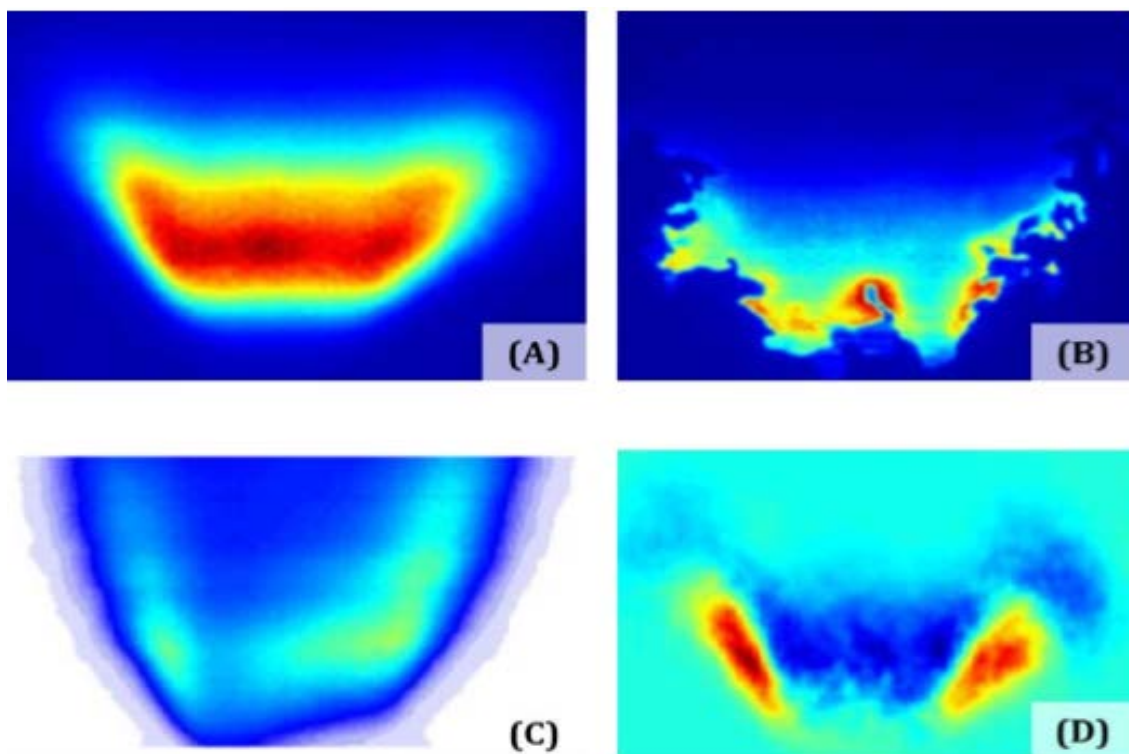


Figura 2.30: Conjunto das imagens para produzir o mapa do índice de Rayleigh (Kaufman, et al., 2014).

A distribuição local e global do índice de Rayleigh e a funções de resposta são os principais parâmetros para quantificar e descrever a dinâmica da combustão.

O índice de Rayleigh analisa o acoplamento termoacústico, a interação entre a chama e as oscilações acústicas, enquanto que a função de resposta mede a reação do sistema e o grau de sensibilidade da chama. O índice de Rayleigh global ( $R^*_{x,y}$ ) é definido pela Equação (2.2):

$$R^*_{x,y} = \frac{1}{N \cdot \bar{Q} \cdot P_{RMS}} \sum_{i=1}^N P'_i(Q^i_{x,y})' \quad (2.2)$$

Onde:

$(Q^i_{x,y})'$  é a oscilação acústica local da fase;

$P'_i$  é a oscilação de pressão da fase;

$N$  é o número de fases;

$P_{RMS}$  é o quadrado médio da oscilação de pressão;

$\bar{Q}$  é o OH\* médio.

O índice de Rayleigh local é definido pela Equação (2.3) e a resposta da chama é apresentada por um índice médio de Rayleigh ( $R^*_{média}$ ):

$$R^*_{média} = \frac{\sum (R^*_{x,y} \times |x - x_{center}|)}{\sum |x - x_{center}|} \quad (2.3)$$

Onde:

$x$  é a posição local;

$x_{center}$  é a posição central do queimador.

Deve-se esclarecer que a  $R^*_{média}$  é usada para mostrar a tendência da instabilidade na chama.

## CAPÍTULO 3

### DESCRIÇÃO DOS EQUIPAMENTOS ENVOLVIDOS NOS TESTES EXPERIMENTAIS

#### 3.1 INSTALAÇÕES EXPERIMENTAIS

Este capítulo subdividiu-se em três fases. Em primeira instância descreveu-se a instalação experimental e os equipamentos auxiliares, retrataram-se os principais componentes do conjunto gaseificador de biomassa/microturbina a gás, em seguida traçaram-se as etapas de operação e por fim detalharam-se os procedimentos dos testes experimentais com a microturbina a gás e o queimador.

A Figura 3.1 representa esquematicamente a instalação experimental. Os equipamentos principais da instalação são o gaseificador de leito fluidizado borbulhante, compressor, microturbina a gás, misturador de gases, cilindros de gás natural e o sistema de limpeza dos gases (Apêndice 1).

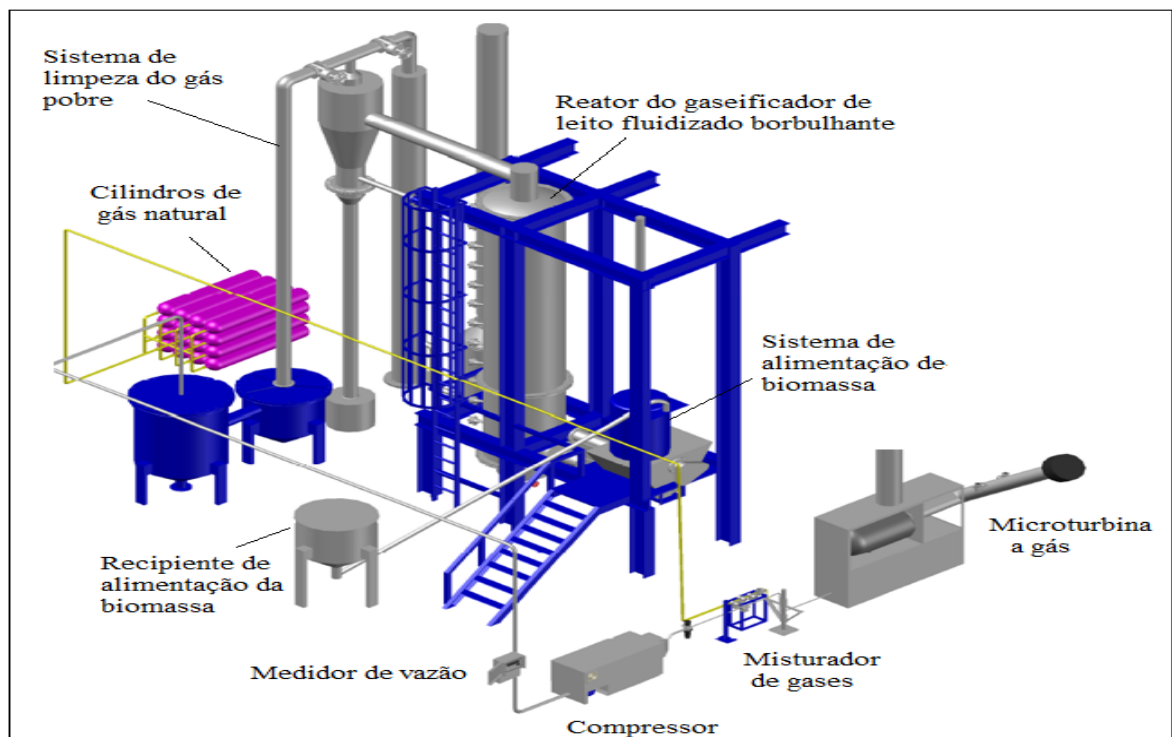


Figura 3.1: Esquema da instalação experimental.

## 3.2 DESCRIÇÃO DO GASEIFICADOR DE LEITO FLUIDIZADO BORBULHANTE

O gaseificador é composto por um reator de aproximadamente 6610 mm de altura e 990 mm de diâmetro externo, fabricado em chapa de aço 1020 de 3/16", de espessura e revestido por material refratário e isolante (Apêndice 2).

O gaseificador é dividido em duas regiões denominadas de leito e freeboard. Na região do leito, o diâmetro interno do reator é de 474 mm com altura de 2600 mm, esse espaço comporta o material inerte (alumina) que compõe o leito físico, o qual é suportado por uma placa distribuidora que contém os injetores através do qual o ar é introduzido.

A região do "freeboard" tem 3000 mm de altura e tem a finalidade de reduzir a velocidade das partículas que são arrastadas. A Figura 3.2 apresenta um diagrama esquemático do sistema de gaseificação a ser estudado.

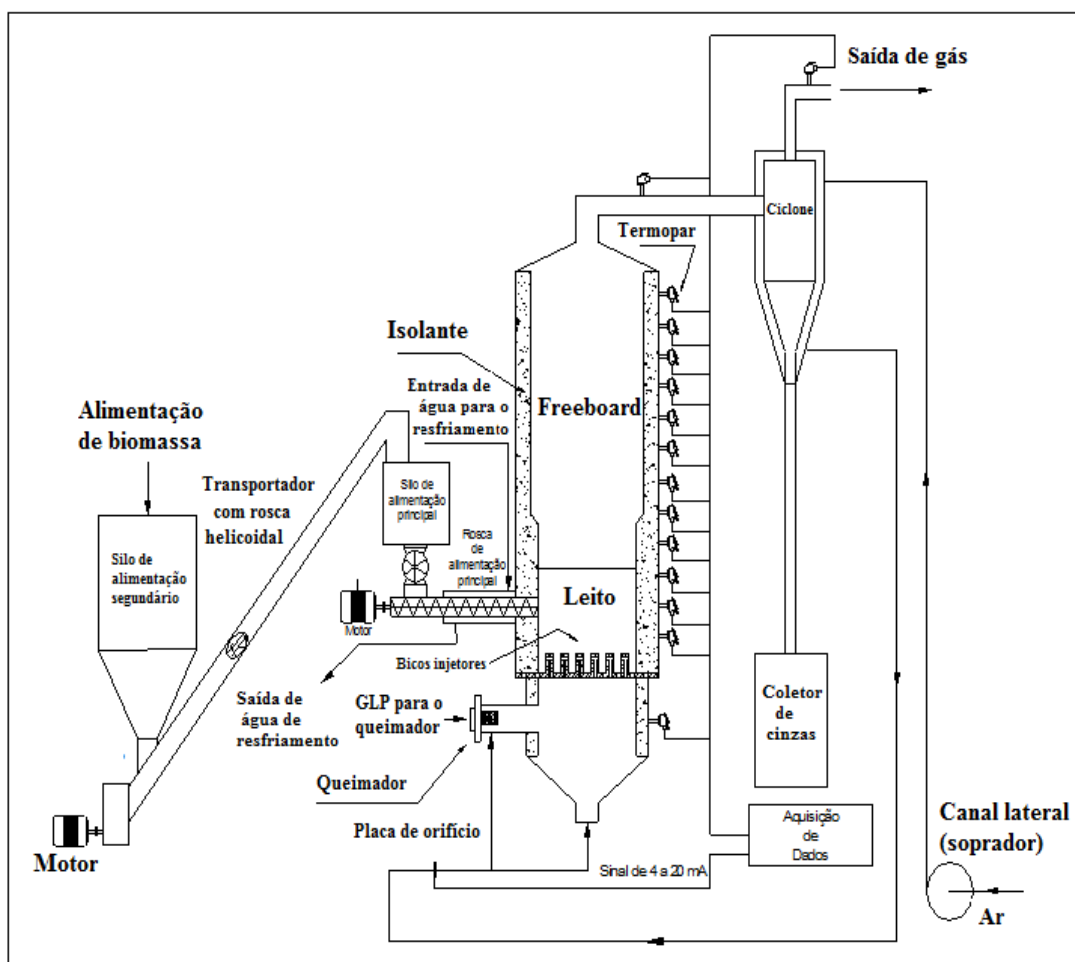


Figura 3.2: Esquema geral do sistema de gaseificação (Andrade, 2007).

O sistema de alimentação de biomassa é composto por uma esteira que transporta a biomassa, silo e por duas roscas helicoidais de alimentação. A rosca helicoidal é responsável pelo fornecimento de biomassa ao reator. Esse sistema é devidamente calibrado para controlar a vazão de biomassa que alimenta o reator. O sistema de partida é composto por um tanque de armazenamento de gás GLP, dutos de transporte de gás, sistema de controle de chama, quadro de comando e queimador. O aquecimento do leito é feito através de um queimador.

O processo de gaseificação é controlado pela medição de temperaturas, vazões de ar e de biomassa. Os valores de temperatura do gaseificador medidos pelos termopares são enviados a um computador através do sistema de aquisição de dados (Contempview ®) e as informações são armazenadas a cada dois segundos e podem ser vistas durante o experimento, o que permite controlar e monitorar o comportamento do processo.

A Figura 3.3 apresenta o sistema de incineração (flare) e o sistema de limpeza do gás pobre. O sistema de limpeza do gás é composto por um ciclone, uma torre de lavagem, um lavador venturi e dois separadores. Tem por objetivo a remoção ou a redução do material particulado e alcatrão presente no gás pobre. Para minimizar os efeitos da alta temperatura sobre a rosca helicoidal de alimentação, utiliza-se um sistema de circulação de água, conforme pode ser visualizado a seguir:

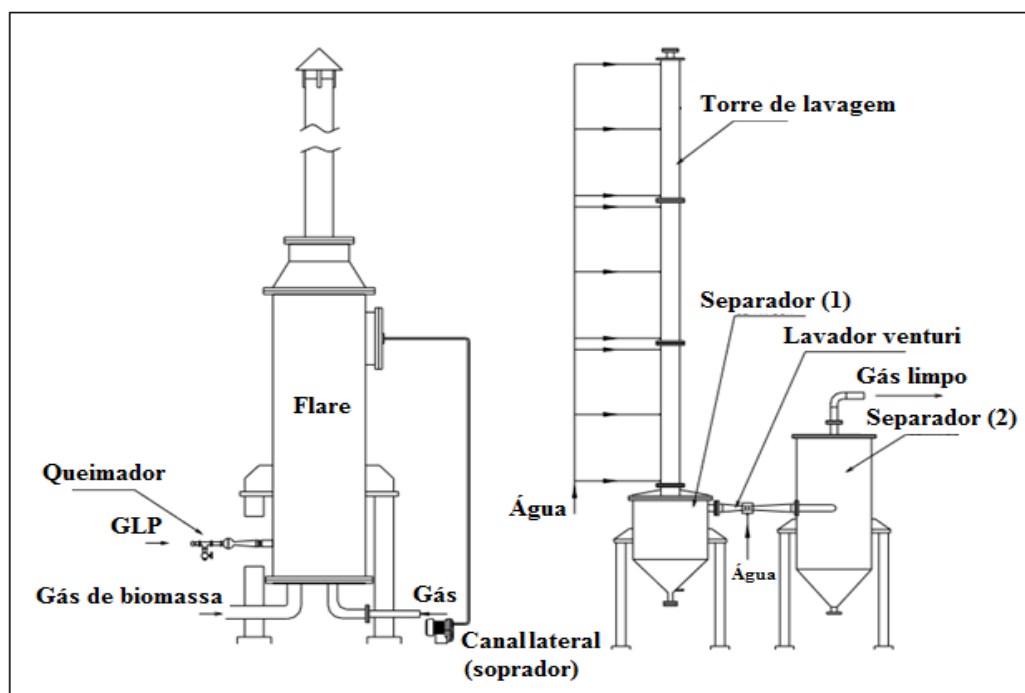


Figura 3.3: Esquema do sistema de incineração e de limpeza do gás do gás pobre.

O sistema de alimentação foi alterado devido aos constantes problemas de travamento e de aquecimento da válvula rotativa, sendo instaladas duas roscas sem fim, uma para transportar a biomassa do silo e a segunda rosca para a alimentação do reator.

Foi instalada uma chaminé em cima do silo principal com a finalidade de evitar o retorno dos gases. O sistema de controle da alimentação de biomassa é acionado por dois inversores de frequência. A Figura 3.4 mostra o sistema de alimentação de biomassa.

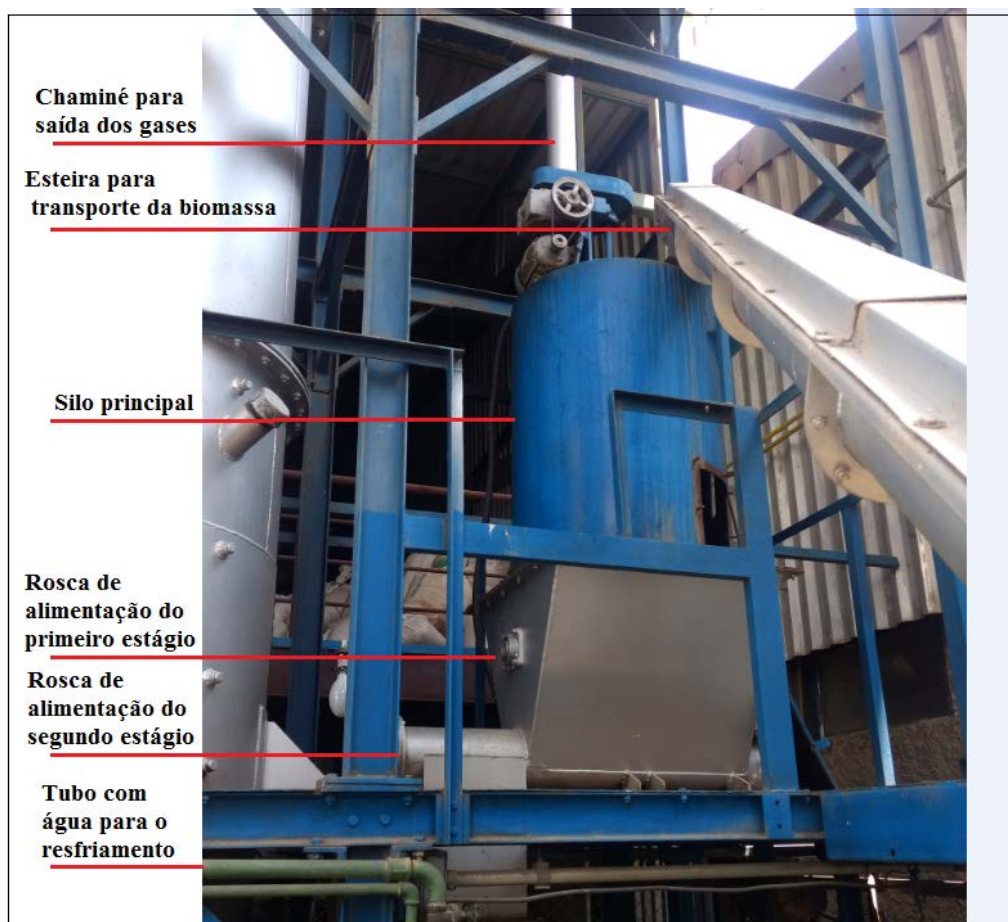


Figura 3.4: Sistema de alimentação da biomassa.

As medições das temperaturas durante o processo de gaseificação da biomassa são realizadas por oito termopares tipo K (Apêndice 3 e 3.1). Esse tipo de termopar suporta uma temperatura de até 1250 °C. A Figura 3.5 mostra os termopares instalados no gaseificador de leito fluidizado borbulhante.

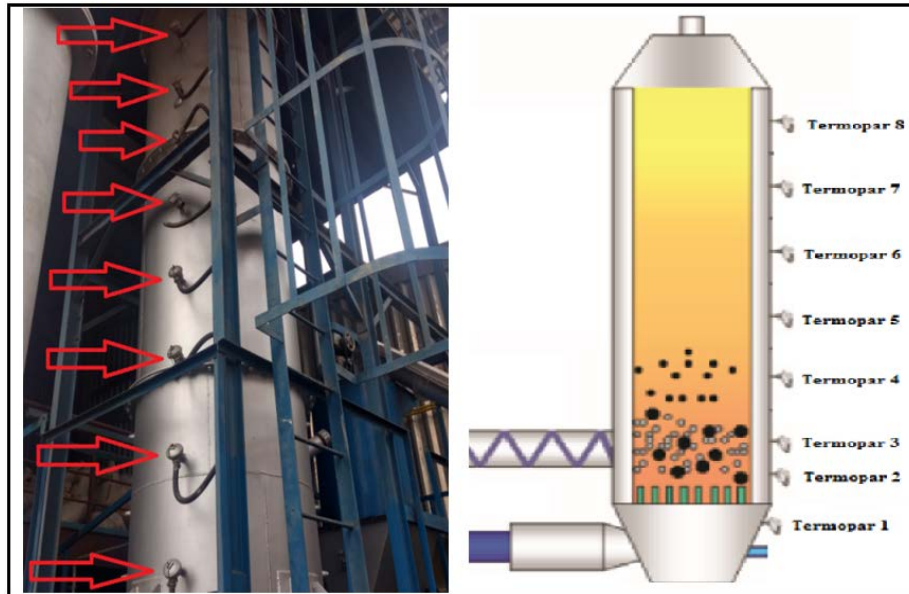


Figura 3.5: Termopares instalados no gaseificador.

Para determinar a composição do gás pobre em volume (teores de hidrogênio, monóxido de carbono, metano) é realizada uma coleta deste gás, que antes passa por um sistema de limpeza, constituído por dois lavadores de gases e um filtro para a remoção de umidade e material particulado, para depois ser enviado aos analisadores contínuos. A Figura 3.6 mostra o sistema de limpeza de gás pobre.

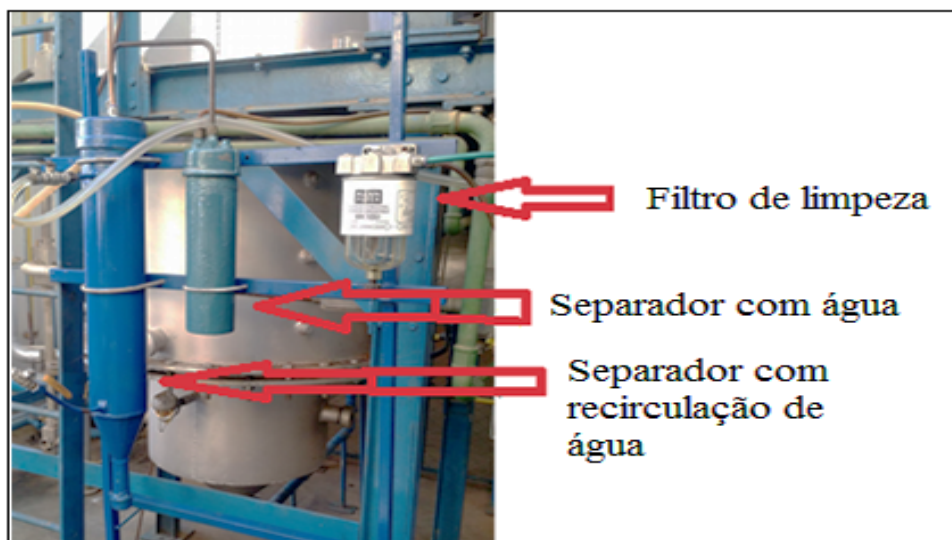


Figura 3.6: Sistema de limpeza do gás pobre.

A análise da composição do gás pobre é realizada pelos analisadores contínuos da Siemens, os modelos são Ultramat (23) e Calomat (6).

O analisador Ultramat (23) mede a composição do monóxido de carbono, metano, dióxido de carbono e oxigênio. E o Calomat (6) mede o teor de hidrogênio em volume. A incerteza dos analisadores é de  $\pm 0,1\%$ . A Figura 3.7 mostra os analisadores contínuos utilizados nos testes experimentais.



Figura 3.7: Analisador contínuo para análise da composição do gás pobre.

### 3.3 SISTEMA DE LIMPEZA DO GÁS POBRE

O gás de gaseificação da biomassa é produzido e direcionado a um ciclone (Apêndice 4), que separa as partículas maiores. Após o ciclone, o gás pobre passa por uma torre de lavagem, sendo coletados os resíduos em um separador (Apêndice 5).

Para eliminar as impurezas do gás pobre, ele é direcionado ao lavador tipo venturi (Apêndice 6) e os resíduos para o segundo separador (Apêndice 7). A Figura 3.8 mostra o sistema de limpeza do gás pobre.

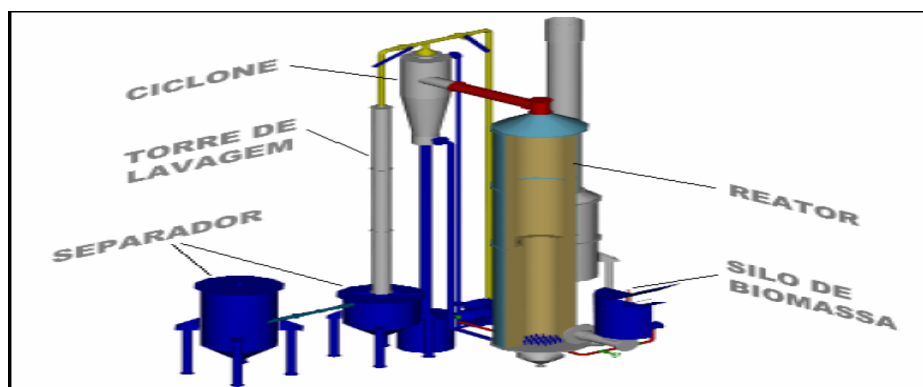


Figura 3.8: Sistema de limpeza do gás pobre (Andrade, 2007).

Após a passagem do gás pobre pelo sistema de limpeza, realiza-se a medição da vazão deste gás em um medidor de vazão tipo turbina (Apêndice 8).

Este tipo de medidor é acoplado com um computador, modelo (MEV3000), que indica a vazão normalizada, a vazão mássica ou a vazão volumétrica. Para ilustrar, a Figura 3.9 mostra o medidor de vazão utilizado nos testes experimentais.



Figura 3.9: Medidor de vazão do gás pobre utilizado nos testes experimentais.

O gás pobre é direcionado para o compressor tipo Scroll (Apêndice 9), sendo comprimido e, em seguida, entra na bancada que o mistura com o gás natural.

A Figura 3.10 mostra o compressor tipo Scroll, que foi utilizado nos testes experimentais para a compressão do gás pobre.



Figura 3.10: Compressor do fabricante Copeland Scroll.

A Tabela 3.1 apresenta as características técnicas do compressor tipo scroll que foi utilizado nos testes experimentais para comprimir o gás pobre, obtido através do gaseificador de leito fluidizado borbulhante.

Tabela 3.1: Característica do compressor tipo Scroll (Emerson - technologies, 2016).

Compressor tipo Scroll	Pressão (Máxima)	Vazão	Temperatura (Máxima)
Modelo SZN 22C1A	15 bares	35 Nm <sup>3</sup> /h	50°C

### 3.4 DESCRIÇÃO DA MICROTURBINA A GÁS DO LABORATÓRIO DO NEST/UNIFEI

As microturbinas da Capstone Turbine Corporation são divididas em dois módulos: o conjunto superior é formado pelo compressor/turbina, enquanto a parte inferior é formada pelo sistema de alimentação de combustível, sistema eletrônico de potência e de controle.

A Figura 3.11 mostra a microturbina a gás da Capstone, modelo C30 do laboratório NEST/UNIFEI utilizada nos testes experimentais.

Ha três modos de configurações para o funcionamento da microturbina, sendo eles: ligada à rede (*grid connection*), modo autônomo (*stand alone*) e modo duplo (*dual mode*) (Capstone, 2006).



Figura 3.11: Microturbinas a gás da Capstone, modelo C30 do laboratório do NEST/UNIFEI.

Os testes experimentais com a microturbina utilizando o gás pobre foram no modo *grid connection*, tendo como referência a tensão e a frequência da rede. Nesse modo de funcionamento, a energia inicial para a partida é proveniente da rede de distribuição à qual a microturbina está ligada.

A operação no modo Stand alone é utilizada quando se fornece energia em instalações remotas, por exemplo: plataformas de petróleo ou em outros locais onde a rede de energia elétrica não está disponível. Neste caso, o sistema comporta-se como uma fonte de tensão independente e supre a corrente demandada pela carga (Gomes, 2002).

As microturbinas possuem um modo que faz automaticamente a mudança de operação em paralelo com a rede para a operação isolada. Essa característica tem uma grande variedade de aplicações e é chamada de operação em modo duplo (Gomes, 2002).

As microturbinas geralmente são configuradas para operar em paralelo com outros sistemas de geração distribuída, a fim de formar um sistema de geração de maior porte. Além disso, os projetos mais sofisticados de tecnologias de geração distribuída permitem que se opere com uma ampla faixa de combustíveis.

A Tabela 3.2 apresenta as características técnicas da microturbina a gás de 30 kW, do fabricante Capstone, que opera com gás natural e gás liquefeito de petróleo (GLP).

Tabela 3.2: Características da microturbina a gás, modelo C30 (Capstone Turbine, 2006)

Combustível	Gás natural/GLP
Potência nominal (ISO)	30 kW
Eficiência com regenerador (trocador de calor)	27%
Relação de pressão	4
Configuração	Um eixo
Temperatura dos gases de exaustão	260 – 315 (°C)
Temperatura na saída da turbina	590 – 700 (°C)
Rotação nominal	96000 rpm

Para realizar a queima do gás em regime pré-misturado (premix), a microturbina Capstone C30 possui três queimadores com dupla injeção de gás combustível, conforme mostra a Figura 3.12.

O piloto principal do queimador (a) realiza a injeção do gás combustível e os orifícios periféricos (b) distribuem o gás combustível na câmara de combustão.

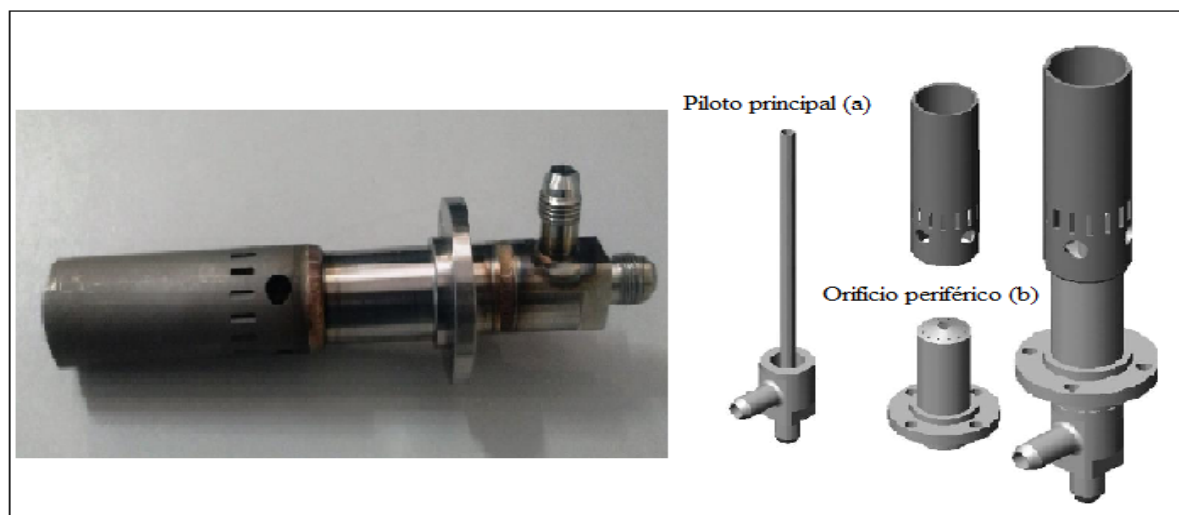


Figura 3.12: Queimador da microturbina a gás de 30 kW com dupla injeção de gás.

Para o monitoramento em tempo real dos parâmetros da microturbina, utiliza-se o software Elipse Scada. Foram instalados instrumentos de medição para medir diferentes parâmetros térmicos e elétricos, como: pressão, vazão de ar, combustível, temperatura, tensão, etc., em diversos pontos da microturbina. A Figura 3.13 mostra os instrumentos de medição instalados em diferentes pontos da microturbina.

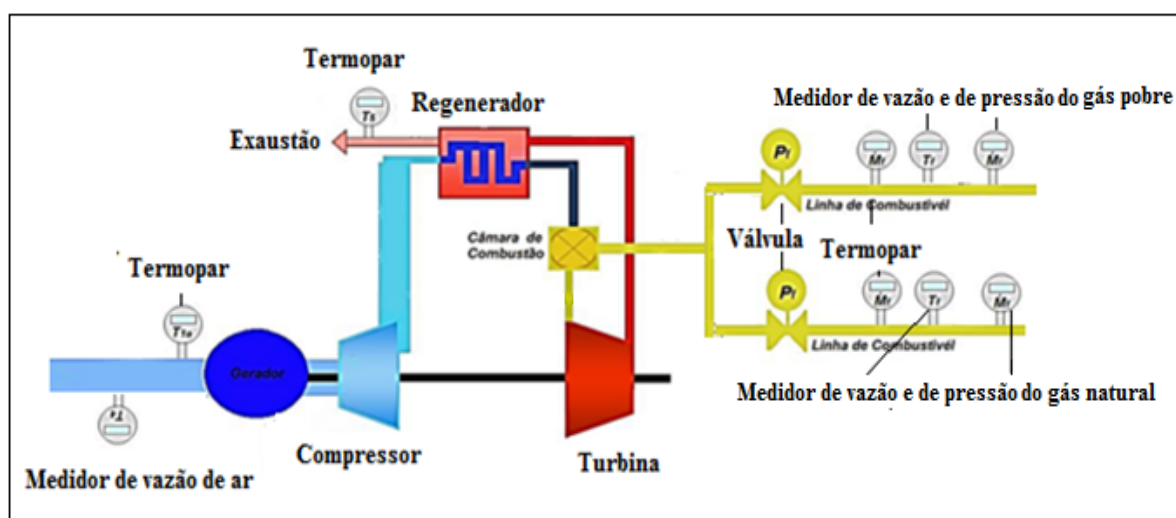


Figura 3.13: Instrumentos de medição instalados em diferentes pontos da microturbina.

A Tabela 3.3 apresenta os instrumentos de medição utilizados nos testes experimentais como, medidores de pressão, temperatura e vazão do gás natural e do gás pobre, com as respectivas faixas de medição e precisão.

Tabela 3.3: Descrição dos instrumentos e sensores de medição.

Instrumento	Faixa de medição	Resolução	Precisão
Medidor de vazão (GN e GP)	0 – 15 (Nm <sup>3</sup> /h)	0,1 (Nm <sup>3</sup> /h)	± 1,0 (%) da
Medidor de vazão (Ar)	0 – 1140 (Nm <sup>3</sup> /h)	1,0 (Nm <sup>3</sup> /h)	± 0,5 (%) da
Temperatura	0 – 350 (°C)	0,31 (°C)	± 0,8 (%) da
Medidor de Pressão (GN e GP)	0 – 10 (bar)	0,01 (bar)	± 1,0 (%) da

Para medir a vazão de ar da microturbina utiliza-se um tubo de pitot, que opera na faixa de 0 a 1140 Nm<sup>3</sup>/h. A Figura 3.14 mostra o medidor de vazão de ar, instalado no tubo de entrada de ar da microturbina a gás.



Figura 3.14: Medidor de vazão de ar instalado no tubo de entrada da microturbina.

Para medir a temperatura dos gases de exaustão da microturbina foi colocado um termopar tipo K, conforme mostra a Figura 3.15.



Figura 3.15: Medidor de temperatura na exaustão da microturbina a gás.

Para medir os gases de exaustão da microturbina, utilizou-se o analisador portátil do fabricante Lacom. O analisador possui uma sonda projetada para temperaturas de até 1400°C. Além disso, os resultados da concentração de gás coletada podem ser visualizados, armazenada ou impresso (Figura 3.16 ).



Figura 3.16: Analisador de gases portátil Lancom III.

A unidade de controle é um instrumento de medição portátil para inspeções e medições instantâneas no local.

O princípio de funcionamento da unidade analisadora se dá quando a bomba de gases de medição é ativada manual ou automaticamente fazendo com que o gás de combustão passe pela sonda até a sua preparação. Dentro do analisador o gás é resfriado repentinamente entre 4 e 8°C, precipitando a condensação com a mais baixa absorção de NO<sub>2</sub> e SO<sub>2</sub>. O condensado é então bombeado a intervalos regulares por uma bomba peristáltica para dentro do tanque de condensação localizado na parte inferior do analisador.

O gás seco é bombeado passando através de um filtro do qual retêm as suas partículas chegando até aos sensores de gás. Neste processo uma proporção muito pequena dispersa-se nas membranas dos sensores, dos quais emitem um sinal. Então, finalmente o gás de medição excedente sai do analisador através de um tubo de exaustão.

As leituras dos gases foram feitas manualmente no mostrador da unidade de controle. As características do analisador de gás estão descritas na Tabela 3.4 .

Tabela 3.4: Parâmetros de emissões medidos pelo analisador de gás.

Instrumento	Analisador de gás		
Fabricante	LANCOL III		
Modelo	Lano		
Sensor	Sonda para amostra padrão – 700 mm		
Sonda	Intervalo	Exatidão	Resolução
O <sub>2</sub>	0...+25% Vol. % O <sub>2</sub>	±0,8% do Vol. (0...+25% Vol. % O <sub>2</sub> )	0,1% Vol. % O <sub>2</sub> ... (25% Vol. % O <sub>2</sub> )
CO (H <sub>2</sub> compensado)	0...+10000 CO	±5,0% do Vol. (+100...+2000 ppm CO) ±10,0% do Vol. (+2001...+10000 ppm CO) ±10 ppm CO (0...+99 ppm CO)	1 ppm CO (0...+10000 ppm CO)
CO <sub>Baixo</sub>	0...+500 CO	±5,0% do Vol. (+40...+500 ppm CO) □2 ppm CO (0...+39.9 ppm CO)	0,1 ppm CO (0...+500 ppm CO)
NO	0...+3000 NO	±5,0% do Vol. (+100...+1999,9 ppm NO)	1 ppm NO (0...+3000 ppm CO)
NO <sub>Baixo</sub>	0...+300 NO	±5,0% do Vol. (+40...+300 ppm NO) ±2 ppm NO (0...+39.9 ppm NO)	0,1 ppm NO (0...+300 ppm NO)
NO <sub>2</sub>	0...+500 NO <sub>2</sub>	±5,0% do Vol. (+100...+500 ppm NO <sub>2</sub> ) ± 5 ppm NO <sub>2</sub> (0...+99.9 ppm NO <sub>2</sub> )	0,1 ppm NO <sub>2</sub> (0...+500 ppm NO <sub>2</sub> )
CO <sub>2</sub>	0... CO <sub>max</sub> Vol.%	Calculado do O <sub>2</sub>	0,01% Vol. CO <sub>2</sub>

### 3.5 DESCRIÇÃO DA BANCADA DE TESTES COM O QUEIMADOR DA MICROTURBINA

Para o início dos testes experimentais no laboratório de engenharia da University of Iowa (EUA), foi necessário desenhar o queimador da microturbina a gás, com a finalidade de desenvolver um suporte com duas entradas separadas, uma para o gás combustível e outra para o ar, a fim de colocar o queimador no centro da câmara de combustão para fazer os testes

experimentais. A Figura 3.17 mostra o desenho do queimador da microturbina a gás de 30 kW.

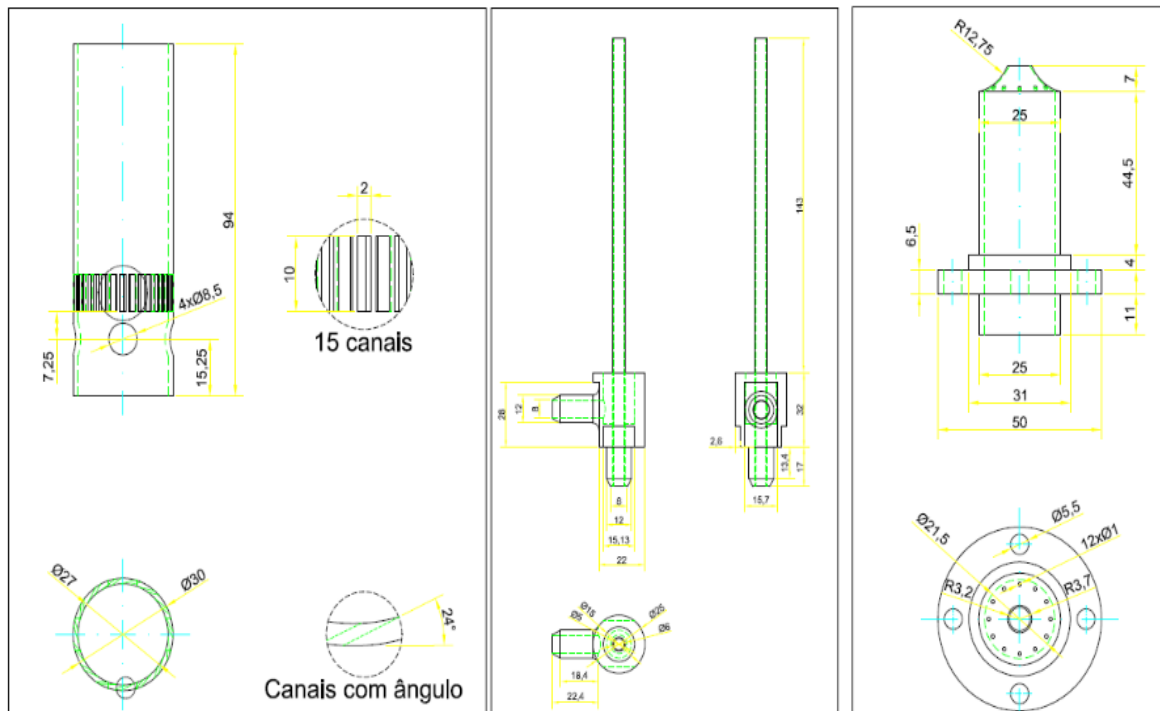


Figura 3.17: Desenho do queimador da microturbina a gás.

Precisou ser usinado um suporte para colocar o queimador. Observa-se que no suporte a entrada de ar não tem contato com a entrada de gás combustível do queimador. A Figura 3.18 mostra em detalhe esta separação dos gases no queimador da microturbina.



Figura 3.18: Suporte para entrada de ar e da mistura dos gases.

A bancada utilizada para os testes com o queimador da microturbina é apresentada na Figura 3.19. A câmara de combustão tem uma altura de 1850 mm e um diâmetro interno de 300 mm e sua construção é de aço inoxidável. O queimador da microturbina é colocado no centro da câmara de combustão, que tem janelas de vidro para visualização da chama.

O sistema de perturbação acústica da chama é composto por um amplificador de potência e quatro alto-falantes. Os gases dentro da câmara de combustão são pressurizados por um compressor e na saída dos gases para a atmosfera, são controlados por três válvulas manuais. Esse sistema experimental consiste em câmara de combustão, queimador, misturador de gases, sistema de refrigeração, sistema para o acionamento acústico, medidores de vazões, câmara fotográfica ICCD.

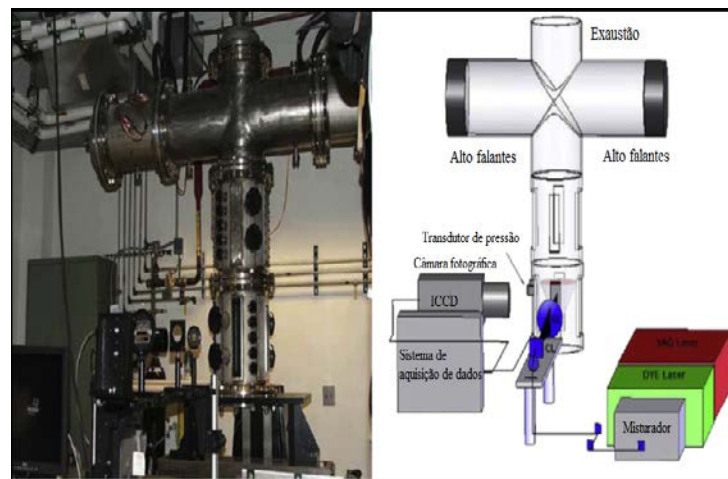


Figura 3.19: Esquema da bancada dos testes experimentais com o queimador.

A chama pode ser visualizada por quatro janelas de vidro transparente, e o queimador é colocado no centro da câmara de combustão, conforme mostra a Figura 3.20.



Figura 3.20: Janelas de vidro transparente para o acesso a chama.

### 3.5.1 Sistema de aquisição de dados e controle da vazão do gás

O computador usado no sistema de aquisição de dados consiste de um processador Intel Pentium 4.1 de 512 MB. Este computador tem capacidade para quatro medições de canal diferencial com até 100 kHz. Os canais são para o monitoramento da pressão, sinal de retorno, disparo do laser intensidade e sinais de disparo da câmera e o software usado para a aquisição dos dados foi o Labview 7.0.

O gás pobre é medido e controlado por um medidor de vazão, modelo Omega FMA 5500. O medidor de vazão tem um erro de cerca de 1% da leitura da escala.

O ar é fornecido por um compressor, sendo a vazão medida por um medidor modelo Hastings (Power pod 400). A precisão desse medidor de vazão é de 0,2%. O gás metano é mensurado por um medidor idêntico ao que mede a vazão de ar. Ambos medidores de vazão são controlados pelo software Labviem 7.0. A Figura 3.21 mostra os medidores de vazões utilizados nos testes experimentais.

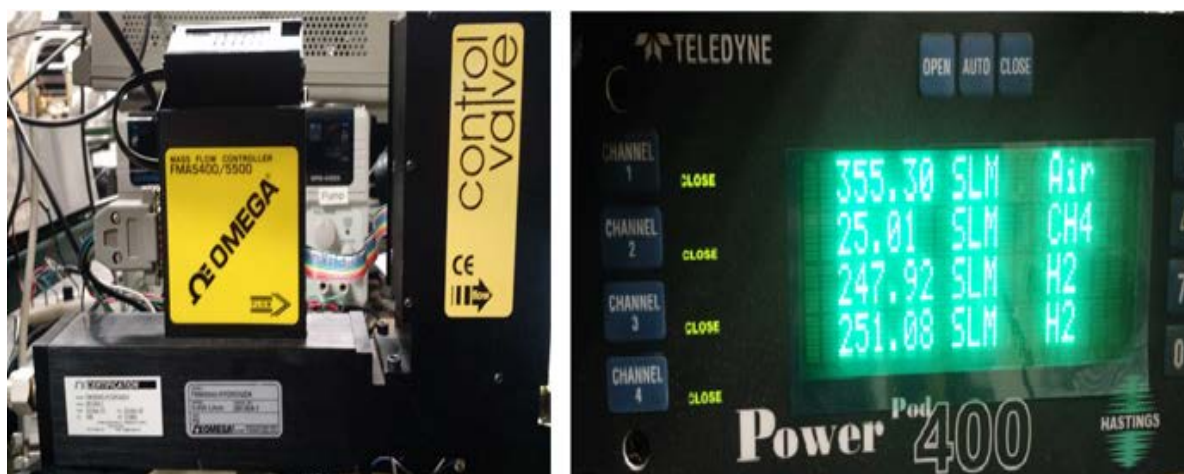


Figura 3.21: Medidores de vazões utilizados nos testes experimentais.

### 3.5.2 Sistema de arrefecimento

A câmara de combustão está coberta por tubos de cobre, por onde circula o nitrogênio líquido, para fins de arrefecimento. A Figura 3.22 mostra os cilindros de nitrogênio líquido e a câmara de combustão enrolados pelos tubos de cobre, utilizados nos testes experimentais.



Figura 3.22: Sistema de arrefecimento da câmara de combustão.

A câmara de combustão é hermeticamente fechada e a pressão é controlada por três válvulas manuais, que pressurizam a câmara continuamente através de um compressor.

A pressão dentro da câmara de combustão para os testes experimentais foram de 3,5 bar, mas durante os testes, aumentou-se a pressão para 4 bar, porém houve um aumento excessivo da temperatura e então, ficou definido trabalhar na pressão máxima de 3,5 bar. A Figura 3.23 mostra o sistema com válvulas manuais para o controle da pressão dentro da câmara de combustão.



Figura 3.23: Válvulas manuais de controle da pressão.

### 3.5.3 Câmera fotográfica ICCD

A câmara fotográfica ICCD tem uma lente de 105 mm e uma resolução de 512×512 pixels. As imagens da chama são obtidas pela câmara ICCD através da técnica de fluorescência plana induzida por laser (OH-PLIF), e são retiradas em torno de 300 imagens

por minuto. A Figura 3.24 (A) mostra a imagem da chama no computador, que foi tirada pela câmera fotográfica ICCD, Conforme mostra a Figura 3.24 (B).

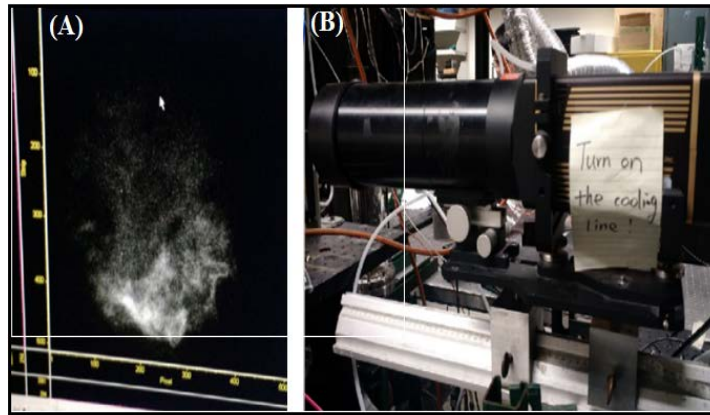


Figura 3.24: Câmera fotográfica ICCD e a imagem da chama pela técnica OH-PLIF.

### 3.5.4 Sistema da perturbação acústica

A chama pré-misturada resultante do queimador é intensificada por quatro alto falantes de 12 polegadas de diâmetro (A), alimentados por um amplificador de potência de 1000 W (Mackie M1400i) e por um gerador (Wavetek 171), que fornece o sinal de entrada. A saída dos gases na exaustão do sistema para a atmosfera, obtém uma condição para a ressonância de ondas acústicas. A Figura 3.25 mostra o esquema do sistema de perturbação acústica.

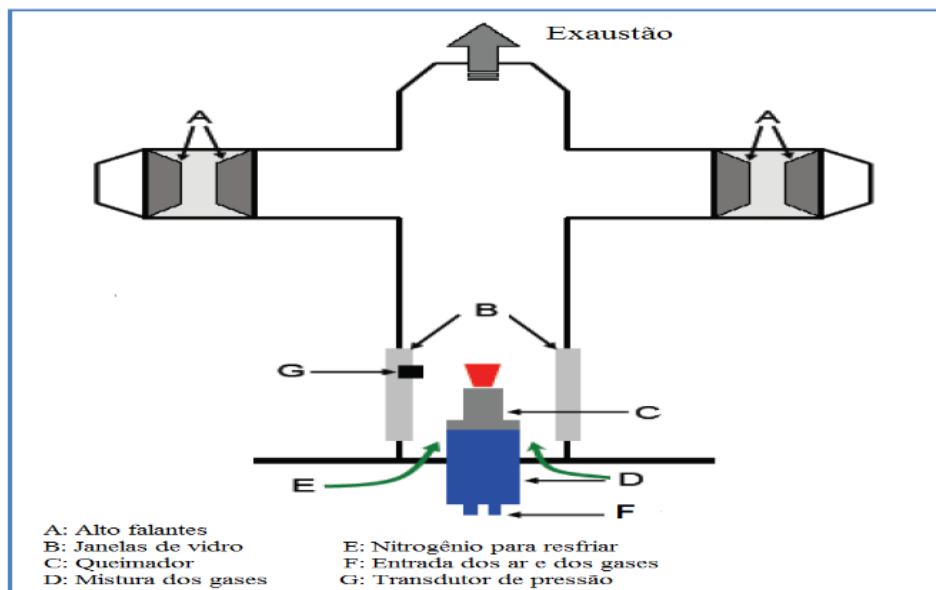


Figura 3.25: Esquema do sistema de perturbação acústica.

### 3.5.5 Técnica de fluorescência plana induzida por laser (OH-PLIF)

O presente trabalho baseia-se na técnica da fluorescência plana induzida por laser (OH-PLIF), que analisa as imagens e o comportamento das fases da chama. A Figura 3.26 mostra os principais componentes do sistema de fluorescência plana induzido por laser (OH-PLIF). Esse sistema inclui uma bomba, filtro, prisma, espelhos refletores, corante, lente esférica, cilíndrica, duplicador de frequência e o queimador.

O feixe de laser é gerado por uma bomba da Continuum Powerlite, modelo 9010 Nd YAG. O laser opera com um corante, que contém uma solução líquida em Rodamine 590. Esse produto químico é um corante tóxico e, portanto, precauções são tomadas ao misturar a solução, cuja função é aumentar o comprimento de onda do laser de um feixe de 532 nm para um feixe de 564 nm. Após esta mudança no comprimento de onda, o feixe de laser passa através de um dobrador de frequência, que, como o próprio nome indica, dobra a frequência do feixe e simultaneamente reduz o comprimento de onda do feixe de tal forma que o pulso final tem um comprimento de onda de 282 nm. Então, o feixe é direcionado através de uma série de etapas ópticas.

A câmera ICCD tira em torno de 900 imagens instantâneas da fluorescência emitida pela seção transversal da chama. O sistema de aquisição de dados, que conduz os constantes atrasos da temporização entre os pulsos de laser e a operação da câmera. O feixe de laser consiste em uma luz verde e vermelha de baixa frequência, que são separados e absorvidos por um prisma. A luz ultravioleta é filtrada e direcionada para a configuração óptica, que consiste numa combinação de lentes esféricas e cilíndricas (Anexo 1).

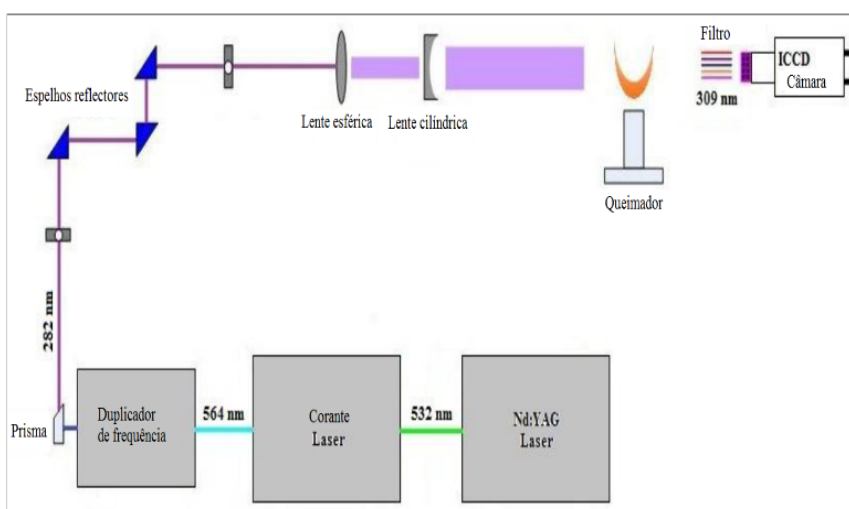


Figura 3.26: Sistema utilizado para medição da fluorescência plana induzida por laser.

## 3.6 PREPARAÇÃO DA BIOMASSA

A casca de arroz utilizada nos testes experimentais com o gaseificador de leito fluidizado foi adquirida na região de Itajubá MG e chegou ao laboratório do NEST/UNIFEI em sacos de 20 quilos, como apresenta a Figura 3.27.



Figura 3.27: Sacos com a casca de arroz, que foram utilizados nos testes experimentais.

### 3.6.1 Características físico-químicas da biomassa

A casca de arroz precisou ser caracterizada pelas análises da composição elementar e imediata. Essas análises permitem conhecer os conteúdos de carbono (C), de hidrogênio (H), de nitrogênio (N), de oxigênio (O) e de enxofre (S), e para a análise imediata, os teores de umidade (W), material volátil (MV), carbono fixo (CF) e cinzas (A).

Para efeitos de cálculos, a composição imediata da biomassa foi determinada experimentalmente no laboratório do NEST/UNIFEI. A Figura 3.28 mostra o Analisador termogravimétrico TGA, e a Figura 3.29 mostra os cadinhos com as amostras da casca de arroz.

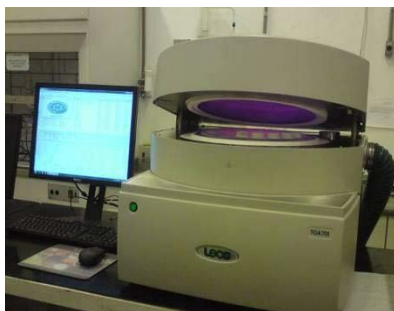


Figura 3.28: Analisador termogravimétrico TGA LECO.



Figura 3.29: Amostras antes de ser realizado a análise no TGA.

O resultado da composição imediata da casca de arroz em base seca (bs) e em base úmida (bu), determinada segundo a norma ASTM D5142, pode ser visto na Tabela 3.5 (Apêndice 10).

Tabela 3.5: Análise imediata da casca de arroz segundo a norma ASTM D5142.

Amostra biomassa	Umidade (%)	Volátil (%)	Cinzas (%)	Carbono Fixo (%)
Casca de arroz	10,59	57,62	16,93	14,86 (bu)
	-	64,44	18,94	16,62 (bs)

Para a realização da análise elementar (CHNS-O), amostras de casca de arroz foram coletadas aleatoriamente e picadas num moinho de martelo para redução de sua granulometria, em sequência num moinho de esfera para obtenção de uma amostra em forma de pó. O analisador pode ser visto na foto da Figura 3.30.



Figura 3.30: Analisador da composição elementar CHNS-O com a balança de precisão.

Os resultados da análise da composição elementar da casca de arroz em base úmida e em base seca são mostrados na Tabela 3.6, considerando 10,59% de umidade (Tabela 3.5) do teste experimental da análise aproximada (TGA).

Tabela 3.6: Composição elementar da casca de arroz em base úmida e base seca.

Composição elementar da biomassa	(Base seca)	(Base úmida)
C (%)	41,74	37,19
H (%)	4,3	3,83
N (%)	0,4	0,356
O (%)	36,63	32,46
Cinzas (%)	16,93	15,574
Umidade (%)	-	10,59

### 3.6.2 Poder calorífico da biomassa

Poder calorífico é a quantidade de calor (energia térmica) liberada através da combustão de uma unidade de massa ou volume de combustível (kJ/kg ou kJ/m<sup>3</sup>). O poder calorífico é considerado superior (PCS) quando leva em consideração o calor latente de vaporização e o poder calorífico inferior (PCI) quando esse valor não é considerado. O valor do PCS é 10 a 20 % maior que o do PCI.

O poder calorífico é determinado através da combustão de uma amostra em uma bomba calorimétrica onde é feito num ambiente com oxigênio puro a uma pressão de 3.000 kPa segundo a norma ASTM D-2015. O poder calorífico superior (PCS) foi determinado utilizando o calorímetro da Ika Works modelo C2000. A Figura 3.31 mostra a foto do equipamento.



Figura 3.31: Bomba calorimétrica utilizada nos testes experimentais.

As amostras da biomassa (casca de arroz) não sofreram nenhum tratamento, os resultados dos testes na bomba calorimétrica foram considerados em base úmida. A Tabela 3.7 mostra o resultado do poder calorífico superior obtido no laboratório do NEST/UNIFEI.

Tabela 3.7: Poder calorífico superior e inferior da casca de arroz em base úmida e base seca.

Poder Calorífico	Massa (g)	MJ/kg	MJ/kg	Referência
		(Base úmida)	(Base seca)	
	0,5172	13,34		
PCS	0,5105	13,25		Laboratório do NEST
	0,5099	13,27		
$PCI^S$	-		11,81	Calculado

O poder calorífico inferior em base seca ( $PCI^S$ ) foi determinado a partir das Equações (3.1) e (3.2) (Cortez et al., 2008).

$$PCI^S = PCS^U - \lambda(W^U + 0,09H^S(1 - W^U)) \quad (3.1)$$

$$PCI^S = 11,81 \frac{MJ}{kg} \quad (3.2)$$

Onde:

$PCI^S$ : Poder calorífico inferior em base seca [kJ/kg].

$PCS^U$ : Poder calorífico superior em base úmida [kJ/kg].

$\lambda$ : Calor latente da água.

$W^U$ : Umidade da biomassa em base úmida (%).

$H^S$ : Teor de hidrogênio no combustível em base seca (%).

### 3.7 CONDIÇÕES OPERACIONAIS DA GASEIFICAÇÃO

As condições operacionais do processo de gaseificação da biomassa definem a composição do gás pobre. Nesse sentido, os parâmetros determinantes no processo de gaseificação são temperatura, pressão, o agente de gaseificação, tempo de residência, razão de equivalência e as características do combustível.

A escolha desses parâmetros também depende do tipo de gaseificador utilizado. O fator de ar (*FA*) ou a razão de equivalência (*RE*) é definido como a razão entre a relação de ar/combustível real utilizada durante o processo e a relação teórica do ar/combustível estequiométrico necessário para a combustão completa da biomassa, conforme mostra a Equação (3.3).

$$FA = \frac{V_{a/c}}{Ar_{esteq.}} \quad (3.3)$$

De acordo com Narvaez et al. (1996), o fator de ar adequado ao processo de gaseificação varia entre 0,2 e 0,4 ou seja, para cada quilograma de combustível são necessários de 20 a 40% da quantidade estequiométrica de ar requerida para a combustão.

Valores inferiores a 0,2 ocasionam problemas decorrentes da gaseificação incompleta como a formação excessiva de carbono e um gás de baixo poder calorífico.

Um fator de ar superior a 0,4 provoca formação de produtos decorrentes da combustão, por exemplo, CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>O ao invés de CO e H<sub>2</sub>, reduzindo o poder calorífico do gás (Basu, 2010).

O volume teórico de oxigênio necessário para queimar completamente 1 quilograma de combustível é dado pela Equação (3.4, 3.5, 3.6, 3.7).

$$V_{O_2} = (1,866 \times \frac{C}{100} + 5,56 \times \frac{H}{100} + 0,7 \times \frac{S}{100} - 0,7 \times \frac{O}{100}) Nm^3/kg_{comb} \quad (3.4)$$

O ar contém cerca de 21 % de oxigênio por volume. Para a queima completa de 1 quilograma de combustível sólido, líquido ou gasoso, precisa-se de uma quantidade de ar em volume dada pela Equação (3.5).

$$\left(R^A/C_{esteq.}\right) = V_{ar} = \frac{1}{0,21} \left(1,866 x \frac{C}{100} + 5,56 x \frac{H}{100} + 0,7 x \frac{S}{100} - 0,7 x \frac{O}{100}\right) Nm^3/kg_{comb}. \quad (3.5)$$

A relação ar/combustível estequiométrica é, portanto, determinada em  $Nm^3/kg$  nas condições normais de temperatura e de pressão (1 atm e  $0^\circ C$ ), de acordo com a Equação (3.6).

$$\left(R^A/C_{esteq.}\right) = (0,0889 x (C + 0,375 S) + 0,265 x H - 0,033 O) Nm^3/kg_{comb}. \quad (3.6)$$

A relação ar/combustível real é calculada considerando a vazão de biomassa alimentada no reator ( $m_b$ ), a vazão volumétrica de ar ( $V_{ar}$ ) e o tempo de operação ( $t$ ) como mostra a Equação (3.7).

$$\left(R^A/C_{real}\right) = \frac{V_{ar} x t}{m_b} \quad (3.7)$$

### 3.7.1 Sistema do suprimento de ar

O ar necessário para a gaseificação é fornecido por um canal lateral (soprador), modelo CRE-04, com potência de 4 kW e vazão máxima de  $252 Nm^3/h$  e pressão estática de 1900 (mmca). O sistema do suprimento de ar é utilizado inicialmente no queimador na partida do gaseificador, em que é misturado com o gás GLP e queimado para o pré-aquecimento do leito.

A vazão de ar é medida por uma placa de orifício que é instalada na tubulação entre o ciclone do gaseificador e a entrada de ar. A Figura 3.32 mostra a placa de orifício e o medidor de vazão, modelo LD 301.

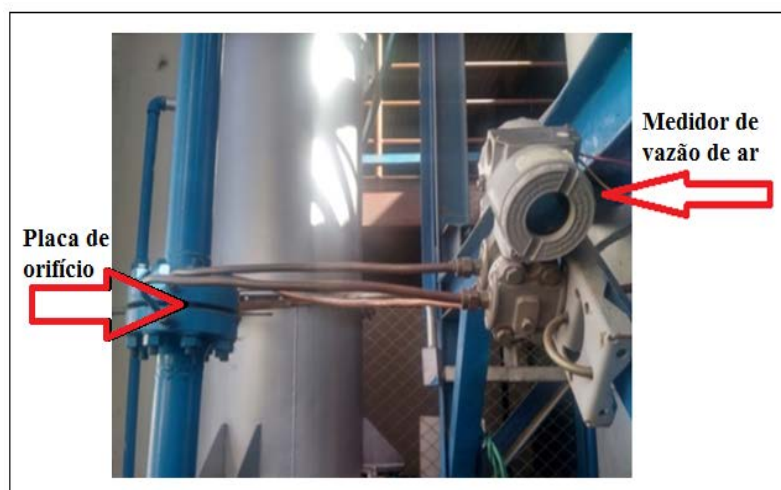


Figura 3.32: Placa de orifício e medidor de vazão LD 301.

O ar é introduzido no gaseificador através dos 37 bicos distribuidores de ar na base do reator. A Figura 3.33 mostra a placa distribuidora e o queimador do gaseificador.

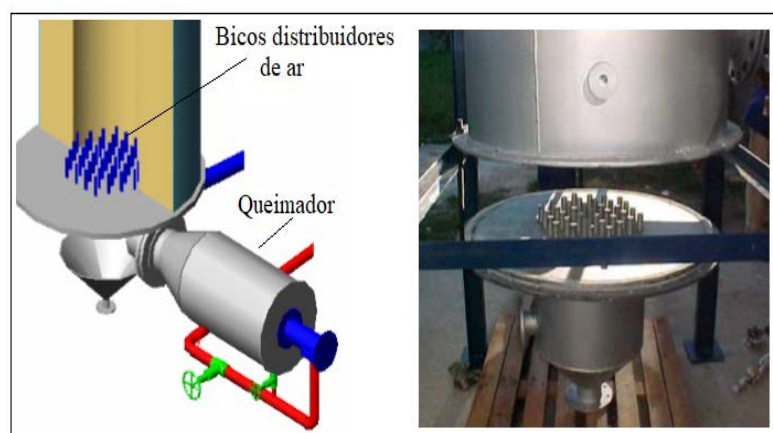


Figura 3.33: Placa com os bicos distribuidores de ar (Andrade, 2007).

### 3.7.2 Determinação da taxa de alimentação da biomassa

A calibração do sistema de alimentação com a casca de arroz no gaseificador foi realizado na condição a frio, num período de tempo de 2 minutos para cada teste, mediante leitura direta das grandezas envolvidas: massa de biomassa, tempo de alimentação, rotação da rosca helicoidal. As calibrações foram nas seguintes frequências 10, 20, 30, 40, 50 e 60 Hz, e são apresentados na Tabela 3.8.

Tabela 3.8: Calibração do sistema de alimentação com a casca de arroz no gaseificador.

Testes	10Hz (kg/h)	20Hz (kg/h)	30Hz (kg/h)	40Hz (kg/h)	50Hz (kg/h)	60Hz (kg/h)
1	20,4	47,4	70,65	94,5	109,5	129,75
2	21,3	46,8	70,2	94,8	112,8	130,05
3	21,9	45,45	69,15	94,8	113,4	131,7
4	21,6	46,05	68,7	92,4	114,6	131,85
5	20,7	45,45	69	92,1	114,3	131,4
Média	21,18	46,23	69,54	93,72	112,92	130,95

### 3.7.3 Procedimento experimental do gaseificador de leito fluidizado

O procedimento de partida do gaseificador inicia-se acendendo o queimador com gás GLP e ar para aquecer o reator. Após atingir a temperatura de 400 °C, que é ideal para iniciar

a inserção da biomassa no reator, o queimador é desligado e a biomassa é inserida ao leito do reator.

Assim, o sistema passa a ser sustentado apenas com a queima da biomassa e com o controle da vazão de ar. O gaseificador estabiliza o seu regime de operação para uma determinada condição de vazão e de biomassa. Com fator de ar de 0,24 a vazão máxima de biomassa foi de 132,03 kg/h e vazão de ar de 128,19 Nm<sup>3</sup>/h. Os valores apresentados são para temperatura do leito de 750 °C.

O ajuste do fator de ar dá-se através da quantidade de ar e de combustível fornecida ao gaseificador; dessa forma, esses parâmetros foram calculados para as condições citadas. A Tabela 3.9 apresenta as características de operação do gaseificador com a biomassa de casca de arroz.

Tabela 3.9: Características de operação do gaseificador.

Velocidade superficial [m/s]	0,5	<b>0,6</b>	0,7	0,8	0,9	1
FA	Vazão de biomassa [kg/h]					
0,2	132,03	158,44	184,84	211,25	237,66	264,06
0,22	120,03	144,03	168,04	192,05	216,05	240,06
<b>0,24</b>	110,03	<b>132,03</b>	154,04	176,04	198,05	220,05
0,25	105,63	121,88	147,88	169,00	182,81	211,25
0,26	101,56	121,88	142,19	162,50	182,81	203,13
0,28	94,31	113,17	132,03	150,89	169,75	188,62
0,3	88,02	105,63	123,23	140,83	158,44	176,04
0,32	82,52	99,02	115,53	132,03	148,54	165,04
0,34	77,67	93,20	108,73	124,26	139,80	155,33
0,36	73,35	88,02	102,69	117,36	132,03	146,70
0,38	69,49	83,39	97,29	111,18	125,08	138,98
0,4	66,02	79,22	92,42	105,63	118,83	132,03
Vazão de ar [Nm <sup>3</sup> /h]	115,16	<b>128,19</b>	161,23	184,26	207,29	230,32

Segundo Basu (2010), a cada 1 quilograma de biomassa, produz em torno de 2 a 2,5 Nm<sup>3</sup> de gás combustível, utilizando o ar como agente de gaseificação.

Nos testes experimentais, a alimentação com a biomassa casca de arroz no gaseificador foi com a frequência de 20 Hz, que resultou em torno de 47,4 kg/h, e ajustando o fator de ar para esta condição de operação citadas na Tabela 3.9, temos em torno de 94,8 Nm<sup>3</sup>/h de gás pobre.

Nos testes experimentais no gaseificador a composição do gás pobre, com o agente de gaseificação ar, obtida pelos analisadores é mostrada na Tabela 3.10.

Tabela 3.10: Composição do gás pobre em vol. obtido no gaseificador de leito fluidizado.

H <sub>2</sub> (%) Vol.	CO (%) Vol.	CH <sub>4</sub> (%) Vol.	N <sub>2</sub> (%) Vol.	CO <sub>2</sub> (%) Vol.
5,088	13,36	1,8	57,75	22

Com a composição do gás pobre (A), obtido através da gaseificação da biomassa, é calculado o poder calorífico inferior (*PCI*), que é dado pela Equação (3.8) exposta a seguir (Waldheimetal, 2001).

$$PCI_{gas} = \sum_i y_i PCI_i \quad (3.8)$$

Onde:

$y_i$  = Fração volumétrica do componente do gás;

$PCI_i$  = Poder calorífico inferior do componente do gás.

O poder calorífico inferior para os componentes combustíveis do gás pobre são (Waldheimetal, 2001):

CO: 12,66 MJ/Nm<sup>3</sup>;

H<sub>2</sub>: 10,78 MJ/Nm<sup>3</sup>;

CH<sub>4</sub>: 35,81 MJ/Nm<sup>3</sup>.

Então:

$$PCI_{gás} = (0,1336 \times 12,66) CO + (0,0508 \times 10,78)H_2 + (0,018 \times 35,81)CH_4$$

$$PCI_{gás} = 2,87 \text{ MJ/Nm}^3$$

Essas etapas de gaseificação no gaseificador de leito fluidizado podem ser vistas no gráfico da Figura 3.34.

A primeira etapa é o aquecimento do leito até a fluidização, quando as temperaturas no leito tendem a se homogeneizar;

A segunda etapa quando o leito é aquecido até uma temperatura na qual a biomassa, quando nele inserida, pode entrar em combustão;

A terceira etapa quando a biomassa começa a ser alimentada no leito e o queimador é desligado, sendo o sistema sustentado apenas com a queima da biomassa tendo-se a elevação da temperatura do mesmo;

E finalmente, quando o leito atinge uma temperatura ideal para a gaseificação, o fator de ar é ajustado para por o sistema nesse regime. Ao longo dos testes experimentais, ocorreu o aumento excessivo da temperatura no leito do gaseificador (até 1100 °C), ocasionando aglomeração e sinterização de sílica, devido às características das cinzas da biomassa (casca de arroz) utilizada. Então, optou-se por trabalhar com temperaturas mais baixas para o leito, tendo-se utilizada a temperatura de 750°C para os ensaios. As temperaturas registradas em diferentes pontos do gaseificador durante os testes podem ser vistas.

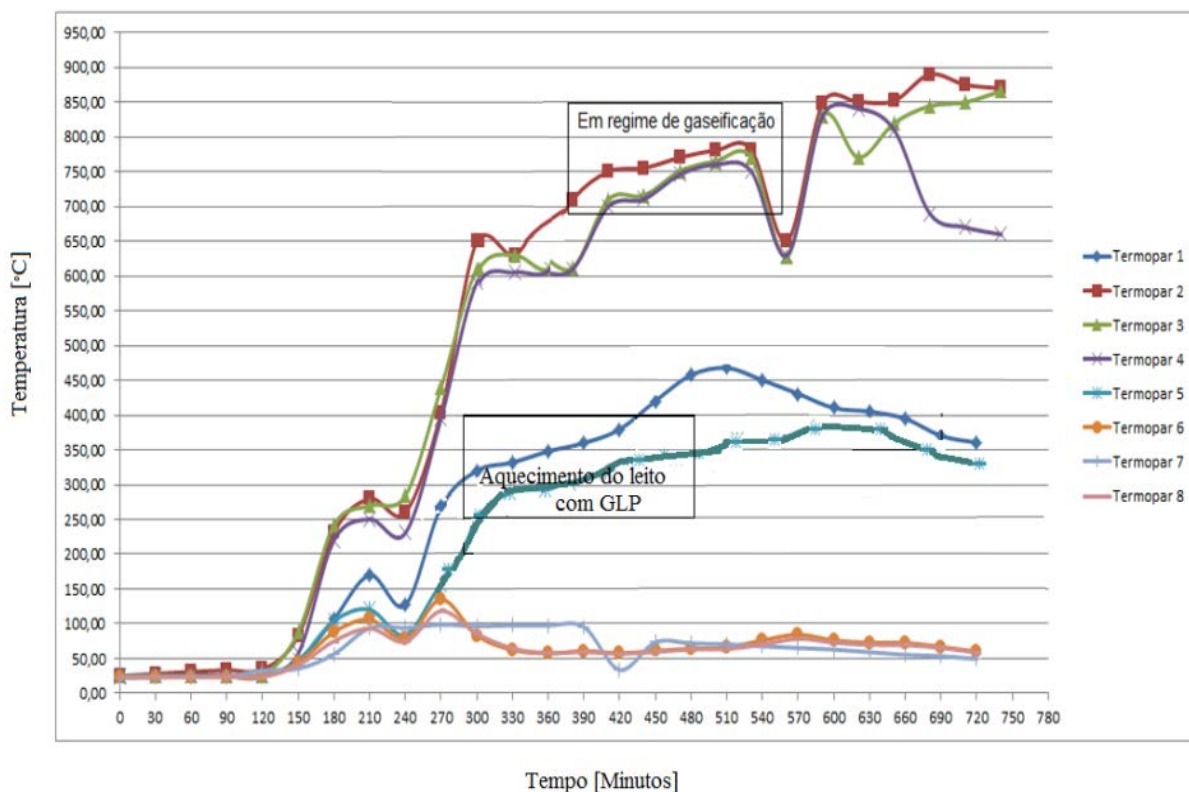


Figura 3.34: Temperaturas dos testes com o gaseificador de leito fluidizado borbulhante.

A Figura 3.35 por sua vez, mostra a chama resultante da incineração do gás pobre produzido durante o processo de gaseificação no flare. Pode-se verificar que o gás incinerado tem uma chama amarelada na operação com a casca de arroz.



Figura 3.35: Queima de gás pobre no flare.

### 3.8 PARÂMETROS DE CORREÇÃO PARA OS TESTES COM A MICROTURBINA A GÁS

O desempenho de uma turbina a gás está relacionado com as condições atmosféricas, sendo as de maior importância a pressão e a temperatura (Fletcher & Walsh, 1998).

A análise dos resultados obtidos num banco de ensaios é afetada pelas variações nas condições atmosféricas, como a pressão e a temperatura, as quais podem alterar-se, aumentando o nível de incerteza associado aos testes experimentais.

Com o objetivo de evitar esse tipo de interferência e permitir a comparação dos resultados obtidos por diferentes máquinas em qualquer local do mundo, foi estabelecido como norma que os resultados obtidos através de testes experimentais em turbinas a gás deveriam ser corrigidos e referenciados às condições padrão ISO: UR 60%, 288,15 K (15°C) e 101325 Pa (1,014 bar).

Para tanto, utilizam-se os coeficientes de correção delta ( $\delta$ ) e theta ( $\theta$ ), segundo a norma ASME PTC 22 (Asme, 1997). Estes coeficientes são calculados a partir das temperaturas e das pressões de admissão da turbina, conforme as Equações (3.9) e (3.10) (Walsh e Fletcher, 2004).

$$\delta = \frac{P_1}{101325} \quad [Pa] \quad (3.9)$$

$$\theta = \frac{T_1}{288,15} \quad [K] \quad (3.10)$$

Onde:

$P_1$ : Pressão de admissão [Pa];

$T_1$ : Temperatura de admissão [k].

### 3.8.1 Mistura do gás pobre com gás natural

A bancada do sistema de alimentação de gás combustível permite utilizar gás natural e o gás pobre ao mesmo tempo. O gás natural é fornecido por 12 cilindros e cada um contém 16 m<sup>3</sup> e o gás pobre (A) é produzido através da gaseificação de biomassa. A junção das linhas de gás natural e do gás pobre é realizada através de uma ligação em Y acoplada de válvulas nas entradas e na saída. A Figura 3.36 mostra a bancada com as linhas de gás natural e de gás pobre (A).

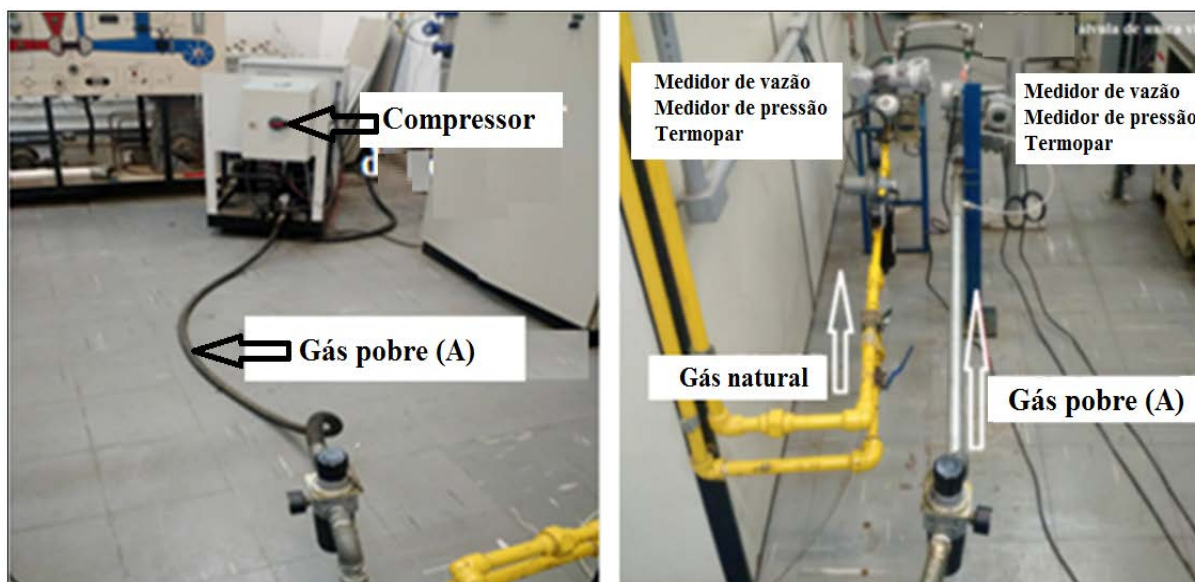


Figura 3.36: Bancada de testes para misturas dos gases.

Nos testes experimentais na microturbina o gás natural utilizado foi fornecido pela empresa Comgas e a composição do gás natural é apresentada na Tabela 3.11.

Tabela 3.11: Características do gás natural utilizado nos testes experimentais.

Composição	(%)
CO <sub>2</sub>	0,2896
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	2,9351
N <sub>2</sub>	0,7518
CH <sub>4</sub>	90,49
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,4650
IC <sub>4</sub>	0,0220
NC <sub>4</sub>	0,0414
NC <sub>5</sub>	0,0060
>C <sub>6</sub>	0,0033
$\rho$ (kg/Nm <sup>3</sup> )	0,7400

O gás pobre foi obtido experimentalmente no gaseificador de leito fluidizado borbulhante no laboratório do NEST/UNIFEI. Entretanto foi necessário fazer os cálculos estequiométricos das misturas de gás pobre (A) com o gás natural e são apresentados no apêndice 11. A Tabela 3.12 apresenta o poder calorífico inferior em volume do gás natural, do gás pobre (A) e da mistura de gases, além da densidade, que foram utilizados nos testes experimentais com a microturbina a gás de 30 kW.

Tabela 3.12: Poder calorífico inferior e densidade dos gases utilizados nos testes.

Diferentes misturas	Poder calorífico inferior (MJ/Nm <sup>3</sup> )	Densidade (kg/Nm <sup>3</sup> )
Gás natural	39,355	0,74
Gás pobre (A)	2,87	1,22
Gás natural (75%) + (25%) Gás pobre (A)	31,515	0,79
Gás natural (50%) + (50%) Gás pobre (A)	23,68	0,94

### 3.8.2 Testes experimentais na microturbina a gás

Os testes experimentais foram realizados com a microturbina operando em paralelo com a rede da concessionária (Grid connection) (Apêndice 12). Durante a partida, a rotação da microturbina eleva-se de 0 (zero) para 45.000 rpm e, então, começa a gerar energia elétrica. A microturbina inicia operando com gás natural durante um período de 30 minutos. Depois de atingida a condição de regime permanente, iniciou-se a substituição do gás natural pelas misturas com gás pobre.

Neste caso, foram avaliados o gás natural e as misturas de 75% de gás natural com 25% de gás pobre (A) e 50% de gás pobre (A) com 50% de gás natural.

Em ambas as linhas de combustível são medidas a vazão volumétrica do gás natural e do gás pobre, através de dois medidores de vazão da Smar, modelo LD 301, que foram calibrados. Este controle das vazões e das pressões é controlado pelo software Elipse Scada. A Tabela 3.13 mostra as vazões das misturas dos gases e a pressão que é fornecida para a operação da microturbina a gás.

Tabela 3.13: Vazão volumétrica e pressão das misturas dos gases para os testes experimentais.

Misturas dos gases	Pressão (bar)	Vazão volumétrica (Nm <sup>3</sup> /h)	
Gás natural	4	15	
Gás natural (75%) + Gás pobre A (25%)	4	3,75	11,25
Gás natural (50%) + Gás pobre A (50%)	4	7,5	7,5

Para os testes experimentais, alterou-se a potência da microturbina de 5 em 5 kW, até 30 kW. Cada estágio de potência operou por um período de 10 minutos antes da realização das leituras dos dados.

Antes de desligar a microturbina, operou-se por mais 20 minutos com gás natural, para eliminar qualquer resíduo do gás pobre (A) no sistema de alimentação e no interior da máquina. A Tabela 3.14 mostra o procedimento para os testes com o gás natural e misturas de gás pobre com potências e tempos de operação.

Tabela 3.14: Potências e tempo de operação durante os testes experimentais.

Gás combustível	Potências [kW]	Tempo [min]
Gás natural 100% (GN)	0-30	30
Gás pobre (A) 25% + 75% de Gás natural (GN)	Misturas	
	0	10
	5	10
	10	10
	15	10
	20	10
	25	10
	30	10
Gás pobre (A) 50% + 50% de Gás natural (GN)	0	10
	5	10
	10	10
	15	10
	20	10
	25	10
	30	10

## CAPÍTULO 4

### TESTES EXPERIMENTAIS COM O QUEIMADOR DA MICROTURBINA

#### 4.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo é desenvolvido um modelo no software *Gate Cycle* com os parâmetros da microturbina a gás de 30 kW, cuja finalidade foi de simular o desempenho da microturbina, com o intuito de obter valores de vazão volumétrica das misturas dos gases e utilizar os valores obtidos para os testes experimentais com o queimador da microturbina.

Para realizar a simulação computacional no software *Gate Cycle*, utilizaram-se as seguintes informações: os dados da composição da mistura de gás natural e do gás pobre (B). As informações do gás pobre (B), com alto teor de hidrogênio, são apresentadas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Composição dos gases utilizados na simulação computacional.

		Composição dos gases em Vol. [%]					
Qt	Gases	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>
1	Gás natural	0,24	7,86	90,49	1,25	1,34	0,07
Composição do gás pobre B (vapor) obtido de referência bibliográfica							
		H <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	-
2	Gás pobre B (vapor*)	38,1	28,1	8,6	22,2	3	-

Fonte: Vapor (\*) (D. Barisano et al, 2015).

##### 4.1.1 Simulação do desempenho da microturbina a gás

O modelo construído no software *Gate Cycle* utiliza os seguintes componentes: compressor, trocador de calor (recuperador), câmara de combustão, misturador de combustível e uma turbina com gerador. O modelo é mostrado na Figura 4.1.

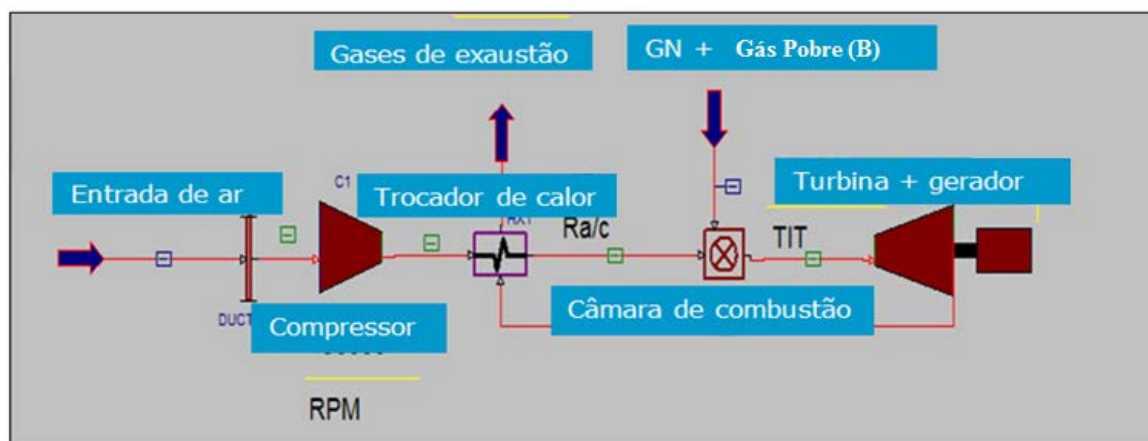


Figura 4.1: Modelo computacional da microturbina no software *Gate Cycle*.

#### 4.1.2 Resultado da simulação computacional

Os resultados da simulação computacional no software *Gate Cycle*, para obter a vazão da mistura de gás natural e de gás pobre (B), composto em sua composição o agente de gaseificação vapor, são apresentados nas Tabelas 4.2 e 4.3.

Os valores da vazão volumétrica de gás combustível das misturas de gás pobre com gás natural foram utilizados nos testes experimentais com o queimador da microturbina. A Tabela 4.2 apresenta os resultados da simulação computacional com a mistura de 50% de gás pobre B (vapor) e 50% de gás natural.

Tabela 4.2: Resultados da simulação com mistura de 50% de gás pobre B (vapor) e 50% gás natural

Variáveis	Gás pobre B (vapor) 50% + 50% Gás natural					
Potência líquida [kW]	4,9	10	15	17,3	19,1	20,2
Eficiência [%]	15,7	20,9	23,5	23,7	23,7	24,5
Temperatura de exaustão [°C]	162	171,6	177,6	178,2	178,2	180,2
Vazão volumétrica do combustível [Nm <sup>3</sup> /h]	2,37	3,64	4,84	5,54	7,91	8,71

A Tabela 4.3 apresenta os resultados da simulação computacional com a mistura de 25% de gás pobre B (vapor) e 75% de gás natural.

Tabela 4.3: Resultados da simulação com mistura de 25% gás pobre B (vapor) e 75% de gás natural

Variáveis	Gás pobre B (vapor) 25% + 75% Gás natural					
Potência líquida [kW]	4,9	9,9	15,1	20	21,9	22,7
Eficiência [%]	15,8	20,8	23,7	25,7	25,7	26,2
Temperatura de exaustão [°C]	162,1	171,1	177,8	183,4	183,2	184,7
Vazão volumétrica do combustível [Nm <sup>3</sup> /h]	1,90	2,91	3,91	4,77	6,64	7,45

## 4.2 COMPATIBILIDADE DOS TESTES EXPERIMENTAIS DO CONJUNTO GASEIFICADOR/MTG COM O QUEIMADOR

Como já foi dito anteriormente, a câmara de combustão tem a finalidade de queimar uma quantidade de combustível fornecida pelos queimadores, com uma quantidade de ar proveniente do compressor, e liberar o calor.

Segundo Borchert (2011), o ar primário reage apenas com o combustível e o ar secundário é misturado aos gases de combustão quentes para gerar a temperatura de entrada necessária da turbina e para o resfriamento.

Nos testes experimentais realizados no laboratório do NEST/UNIFEI não a possibilidade de determinar as vazões de ar primário e ar secundário independentemente, ou seja, mede-se apenas a vazão total de ar na entrada da microturbina. Portanto, é impossível se conhecer exatamente qual é o percentual de distribuição entre ar primário e secundário dentro da câmara de combustão.

Analisando os testes experimentais com a microturbina para a operação em potência nominal de 30 kW, a vazão total de ar (primário + secundário) é em torno de 960 Nm<sup>3</sup>/h. Entretanto, com a microturbina operando na potência de 20 kW a vazão total de ar determinada foi de 875 Nm<sup>3</sup>/h.

De acordo Delgado et al. (2012), o ar primário corresponde de 15% a 30% da vazão total de ar em uma turbina a gás. Portanto, considerando esses valores apresentados, para uma potência gerada de 20 kW, a vazão total de ar primário poderia variar entre 131,5 Nm<sup>3</sup>/h (15%) e 262,5 Nm<sup>3</sup>/h (30%).

Tendo em vista que a microturbina Capstone empregada nos testes experimentais possui três queimadores, a vazão de ar primário em cada queimador poderia variar entre 43,75 Nm<sup>3</sup>/h (15%) e 87,5 Nm<sup>3</sup>/h (30%). Dessa maneira, a respectiva vazão de ar secundário poderia variar entre 743,5 Nm<sup>3</sup>/h (15%) e 612,5 Nm<sup>3</sup>/h (30%).

Nos testes realizados na Universidade de Iowa nos EUA a vazão de ar primário foi de 49,71 Nm<sup>3</sup>/h, correspondente a potência de 20 kW. Todavia, pode-se afirmar que se a vazão de ar primário for próxima do percentual de 15% e que existe uma analogia com os testes experimentais realizados na Universidade de Iowa, cuja vazão de ar primário foi de 49,71 Nm<sup>3</sup>/h.

Caso o percentual de distribuição do ar primário na câmara de combustão seja de 17,1%, a vazão será exatamente igual a vazão de ar obtida nos testes experimentais nos EUA, e nesse caso haverá uma evidente compatibilidade dos testes experimentais realizados no

Brasil (NEST/UNIFEI). Portanto os testes experimentais de instabilidade de chama com o queimador, realizado na Universidade de Iowa, nos EUA apresenta semelhança nas vazões de ar, de combustível e na pressão dentro câmara de combustão com os testes na microturbina realizados no Brasil. A Figura 4.2 mostra o esquema das câmaras de combustão com a entrada de ar primário e do ar secundário para a combustão de gás combustível nos queimadores e para o resfriamento da carcaça.

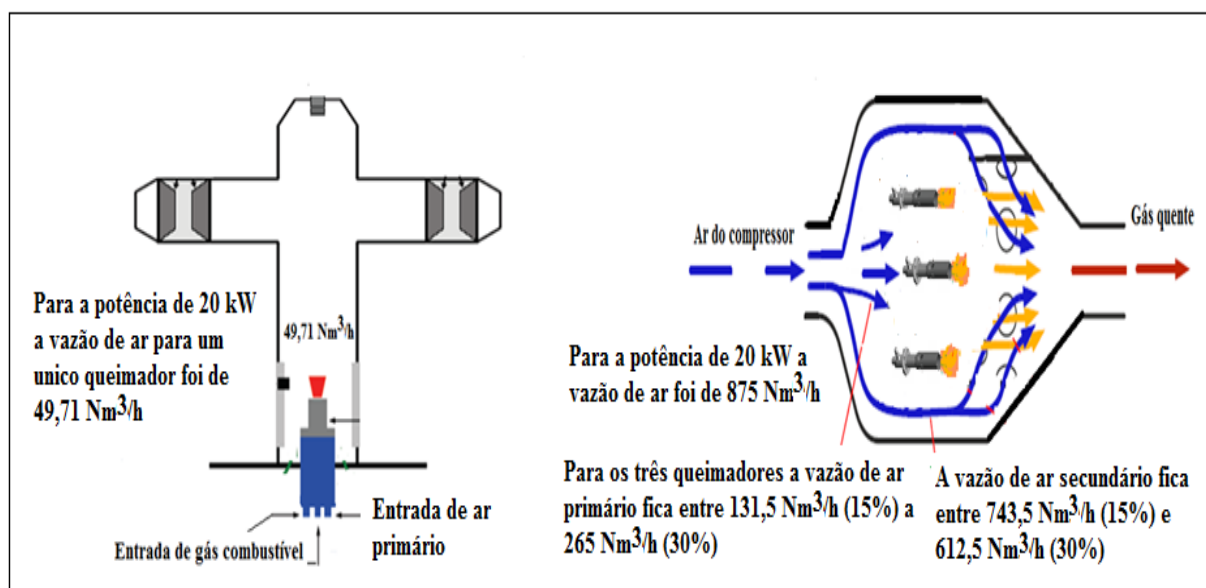


Figura 4.2: Esquemas das câmaras de combustão utilizadas nos testes experimentais.

#### ● Queimador da microturbina a gás

O queimador utilizado nos testes experimentais possui dupla injeção de combustível, conforme mostra a Figura 4.3. O piloto principal (a) realiza a injeção principal do gás combustível e os orifícios (b) distribuem o gás. Uma parte do ar primário de combustão entra radialmente através dos quatro orifícios circulares do tubo de mistura do gás combustível e do ar, a outra parte através das 15 ranhuras tangenciais (Attila et al., 2015).

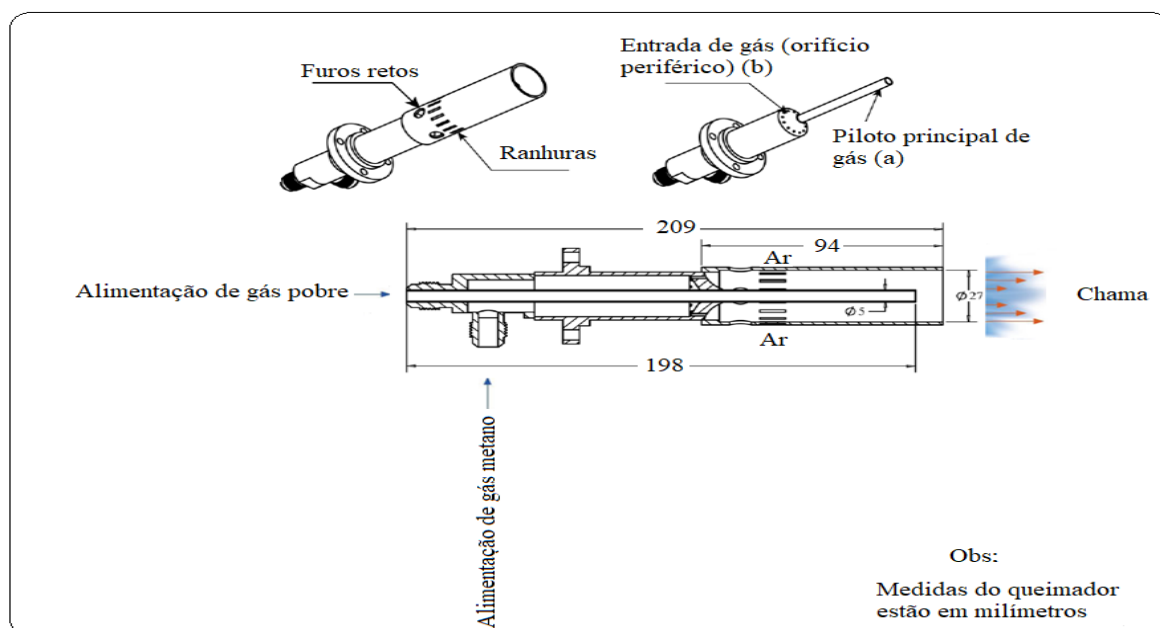


Figura 4.3: Mistura do gás pobre e do ar no queimador da microturbina.

Os testes experimentais com o queimador no laboratório de engenharia mecânica da Universidade de Iowa nos EUA foram com gás metano e misturas de gases e nos testes experimentais com a microturbina foram com gás natural e misturas de gases.

A Tabela 4.4 apresenta uma comparação das propriedades do gás metano e do gás natural, essa comparação mostra que o gás natural utilizado nos testes experimentais com a microturbina tem propriedades semelhantes às encontradas no gás metano, e a mudança de gás natural para o gás metano deve ter, então, um impacto pequeno no desempenho do queimador.

Tabela 4.4: Comparação da composição dos gases utilizados nos testes experimentais.

Composição do gás em vol. [%]	Gás pobre (A)	Gás pobre (B)	Gás Metano	Gás Natural	Comparação CH <sub>4</sub> /GN [%]
H <sub>2</sub>	5,088	38,1	-	-	-
CO	13,362	28,1	-	-	-
CH <sub>4</sub>	1,8	8,6	99	90,49	8,59
N <sub>2</sub>	57,75	3	-	1,34	-
O <sub>2</sub>	-	-	-	0,07	-
CO <sub>2</sub>	22	22,2	-	-	-
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	-	-	1	7,86	-
PCI (MJ/m <sup>3</sup> )	2,87	12,55	39,7	41,1	3,4

### 4.3 PROCEDIMENTO DO TESTE EXPERIMENTAL COM O QUEIMADOR

O presente trabalho baseia-se na técnica de medição da quimiluminescência OH e da fluorescência plana induzida por laser (OH-PLIF). Ambas as técnicas têm como finalidade visualizar e mostrar o comportamento da região da chama com cada mistura de gás.

O experimento consiste em um queimador que se encontra dentro da câmara de combustão e o sistema de aquisição de dados que coleta todas as informações das vazões das misturas de gás pobre (A) e (B) com gás metano.

O sistema é composto por uma câmera fotográfica ICCD que tira aproximadamente 300 fotos das imagens das chamas por minuto. Estas imagens são armazenadas no computador e utilizadas no software *Matlab*, com o intuito de criar imagens coloridas e obter os mapas do índice de Rayleigh, que fornecem as informações sobre as características da chama.

Os testes experimentais com o queimador iniciaram-se com o gás metano e foi calculada a razão de equivalência de 0,65 para a relação ar/combustível para todas as misturas de gases. (Apêndice 13).

A Tabela 4.5 apresenta as vazões de ar e de gás combustível, e das misturas de gás pobre (A) e (B) com o gás metano para as potências de 5 kW, 10 kW, 15 kW e 20 kW respectivamente.

Tabela 4.5: Vazão mássica e volumétrica dos gases (todas as vazões dos gases estão g/s e (Nm<sup>3</sup>/h)).

Composição	5 kW	10 kW	15 kW	20 Kw
Ar	7,15 (19,92)	10,73 (29,86)	14,29 (39,78)	17,85 (49,70)
100% CH <sub>4</sub>	0,27 (1,36)	0,41 (2,04)	0,54 (2,72)	0,67 (3,40)
75% CH <sub>4</sub> / 25% de GP A (ar)	0,32 (1,38)	0,51 (2,16)	0,65 (2,79)	0,83 (3,54)
50% CH <sub>4</sub> / 50% de GP A (ar)	0,43 (1,58)	0,61 (2,96)	0,80 (3,78)	1,02 (3,96)
75% CH <sub>4</sub> / 25% de GP B (vapor)	0,28 (1,33)	0,42 (2,04)	0,57 (2,74)	0,69 (3,34)
50% CH <sub>4</sub> / 50% de GP B (vapor)	0,36 (1,66)	0,56 (2,55)	0,74 (3,39)	0,85 (3,88)

### 4.3.1 Análise da chama através das imagens de quimiluminescência OH\*

A Figura 4.4 apresenta as imagens da chama pré-misturadas, através da técnica de quimiluminescência OH\*. Nesta análise foi possível verificar que a intensidade da chama aumenta com o valor crescente da vazão de ar e de gás combustível, o que indica que a liberação de calor está aumentando (Lee, 2015).

Observou-se que, nas potências de 5 a 20 kW, as chamas do gás pobre (A) são notavelmente menos intensa do que as chamas do gás metano e do gás pobre (B), implicando que a liberação de calor é menor nas misturas de gás pobre (A), e uma menor liberação de calor pode resultar em um aumento do combustível não queimado (Zhang, 2017).

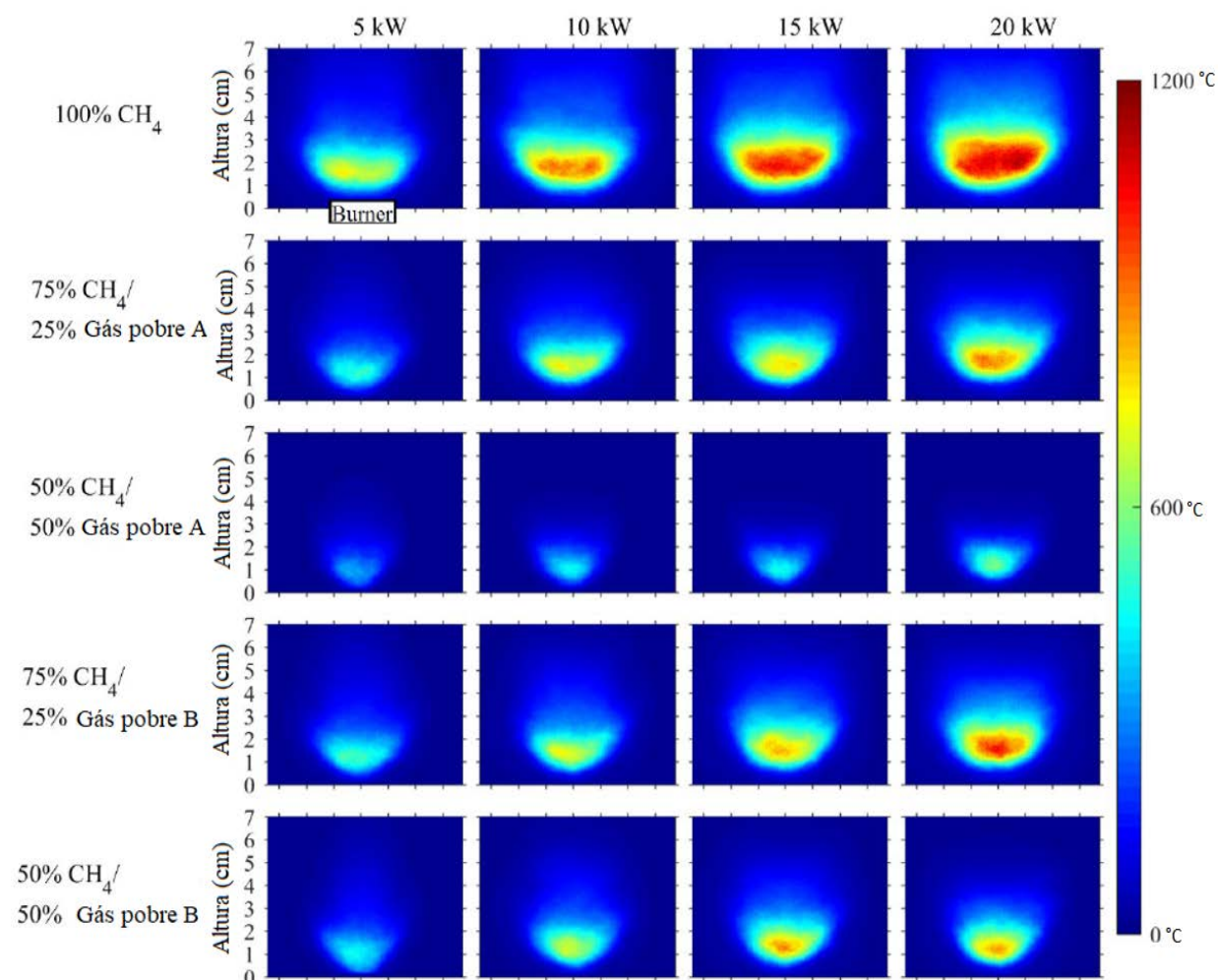


Figura 4.4: Imagens de quimiluminescência OH\* das chamas.

### 4.3.2 Análise da chama através das imagens de fluorescência plana induzida por laser (OH-PLIF)

A Figura 4.5 mostra as imagens da chama obtidas por fluorescência plana induzida por laser (OH-PLIF). Para as misturas de 50% CH<sub>4</sub> + 50% de gás pobre B produzido pelo agente oxidante, vapor. Verificou-se que as chamas são maiores e mais intensas do que as chamas das misturas de 50% CH<sub>4</sub> + 50% de gás pobre (A) obtido pelo agente oxidante ar. Esse efeito é causado pela alta concentração de nitrogênio em torno de 57,7% na gaseificação com o agente oxidante ar. Verificou-se, desse modo, que as chamas estavam estáveis mesmo com maior quantidade de nitrogênio contida no gás pobre (A).

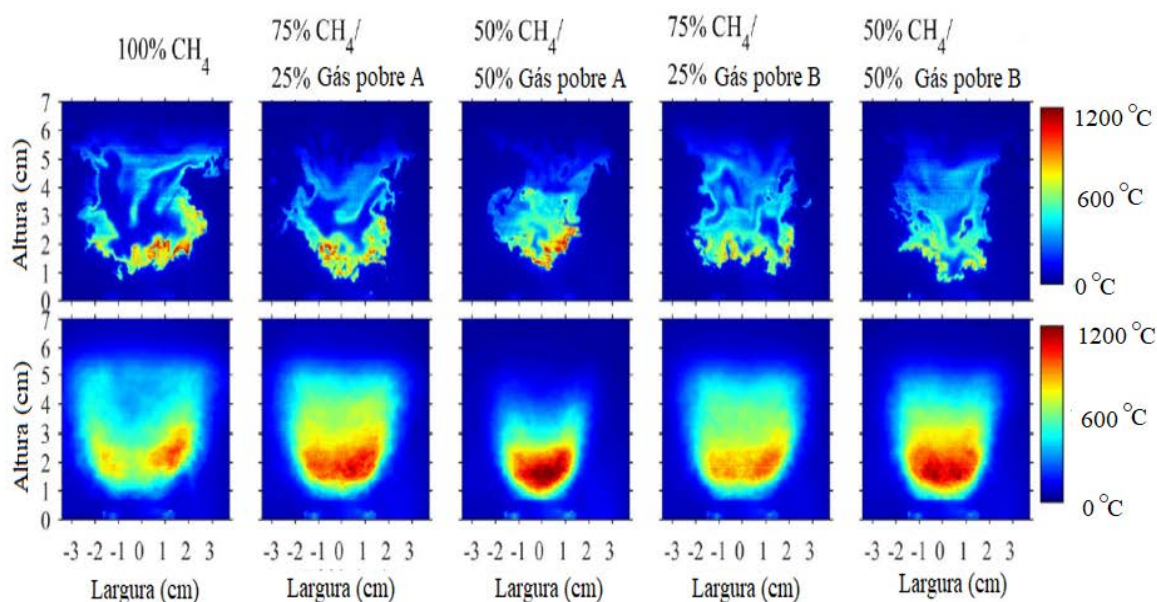


Figura 4.5: Imagens das chamas através da fluorescência plana induzida por laser (OH-PLIF).

As imagens das chamas, através das técnicas de quimiluminescência OH\* e da fluorescência plana induzida por laser (OH-PLIF), mostram que o tamanho e a intensidade da chama é obtida pelo maior teor em volume de hidrogênio presente no gás pobre (B) e que aumentam a estabilidade da chama. No entanto, ficou constatado através dos testes experimentais que devido à alta velocidade de chama do hidrogênio, pode haver risco de flashback, se o gás pobre (B) for utilizado na microturbina acima de 50% em volume (Zhang, 2018).

### 4.3.3 Resposta da chama à perturbação acústica

O principal mecanismo físico que leva à instabilidade da combustão é o acoplamento termoacústico, onde a energia liberada como parte do processo de combustão é transferido para a acústica do combustor, que pode então afetar a liberação de calor da combustão no processo. A perturbação na chama através da acústica tem como objetivo analisar se a mudança na composição do gás combustível pode ter algum efeito significativo na instabilidade da chama. Entretanto os testes experimentais de perturbação acústica da chama foram com o gás pobre (B) a uma vazão de ar e de gás combustível correspondente à potência de 20 kW, frequência de 125,6 Hz e pressão dentro da câmara de combustão de 3,5 bar.

A Figura 4.6 (a) apresenta as imagens através da quimiluminescência OH\* da mistura de 25% de gás pobre (B) e 75% gás metano e na Figura 4.6 (b) tem-se a mistura de 50% de gás pobre (B) e 50% de gás metano. Se comparar o ângulo de fase no valor de 105° (a) com o ângulo de fase do valor de 105° (b), o tamanho e a forma da chama podem ser notados quando a proporção de gás pobre (B) mudar de 25% para 50%.

Os pontos da curva destacado em vermelho representam os dados experimentais e as linhas pontilhadas são das ondas senoidais na curva. A Figura 4.6 (c) mostra que a onda senoidal na frequência de 125,6 Hz, a liberação de calor não tem influência pela perturbação acústica, enquanto que se aumentar para 150 Hz, a liberação de calor é bastante caótica, pois os pontos que representam os dados experimentais são diferentes da onda senoidal, conforme mostra a Figura 4.6 (d).

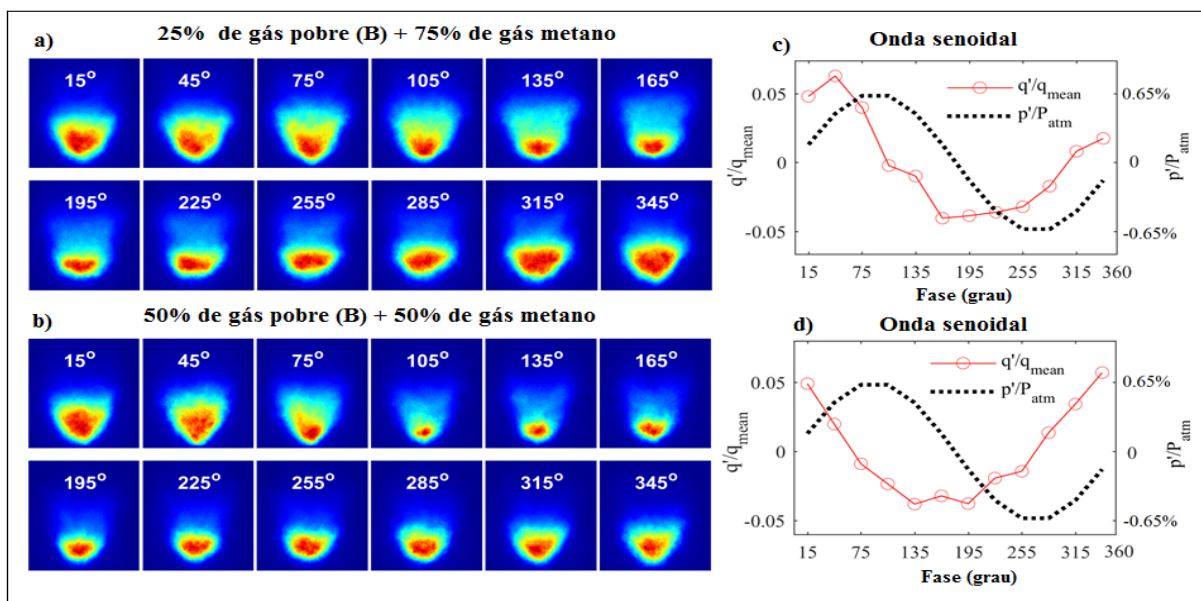


Figura 4.6: Resposta da chama a perturbação com misturas de gás pobre (B).

#### 4.3.4 Análise dos mapas de índice de Rayleigh

Pode-se notar, a partir dos mapas de índice de Rayleigh mostrados na Figura 4.7 que a principal razão para a oscilação de calor da chama é desencadeada pela perturbação acústica (Davis, 2013). Nestes dois casos, as perturbações acústicas foram fornecidas na mesma frequência 125,6 Hz para as duas misturas de gás pobre (B).

No entanto na proporção de 25% de gás pobre (B) e 75% de gás metano (a), o Rayleigh\* positivo predomina no mapa e isso significa que a chama permanece estável.

Em contraste, o Rayleigh\* negativo desempenha um papel dominante quando a proporção muda para 50% de gás pobre (B) e 50% de gás metano (b), isso significa que a chama tende a ficar instável ou mesmo apagar, pois as interações entre a liberação de calor e as oscilações acústicas não estão na mesma fase (Zhang, 2017). Portanto, pode-se concluir que a instabilidade será mais intensa quando mais gás pobre for adicionado à mistura de gás pobre com gás metano.

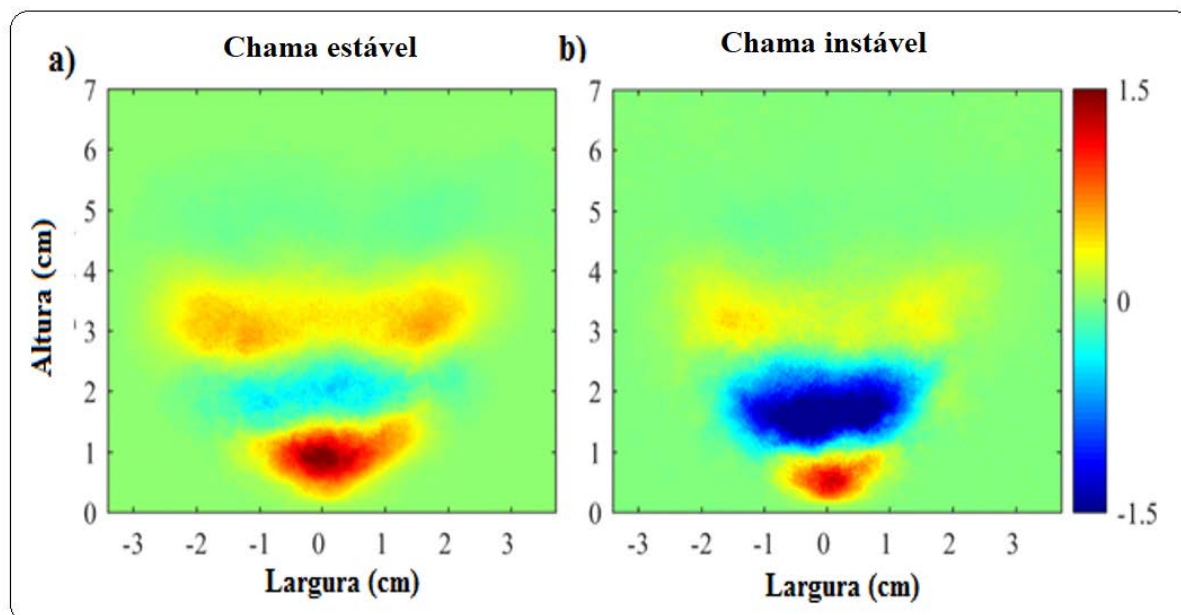


Figura 4.7: Mapa do índice de Rayleigh para mistura de gás pobre (B) com gás metano.

## CAPÍTULO 5

### RESULTADOS DOS TESTES EXPERIMENTAIS DA MICROTURBINA COM MISTURAS DE GÁS POBRE (A) E GÁS NATURAL

#### 5.1 ANÁLISES DE INCERTEZA DAS VARIÁVEIS

De uma maneira mais formal incerteza de medição é o parâmetro associado ao resultado de uma medição, que caracteriza a dispersão dos valores que podem ser atribuídos ao mensurando. Então foi realizada uma análise de incerteza ou propagação do erro sobre as principais variáveis calculadas para cada teste.

Esse cálculo baseia-se no procedimento para o cálculo do erro em medições indiretas para variáveis estatisticamente não dependentes (ISO, 1993).

A estimativa da incerteza padrão combinada de duas ou mais grandezas de entrada estatisticamente independentes, deve levar em conta aspectos probabilísticos. A fim de que as incertezas sejam combinadas deve-se calcular a incerteza padrão relativa de cada contribuição que consiste na razão do valor obtido da incerteza padrão pelo valor da variável. A incerteza padrão combinada é a raiz quadrada da soma quadrática das incertezas padrão relativas de todos os componentes que contribuem para estimativa da incerteza de medição.

O valor estimado para a incerteza padrão combinada geralmente é consideravelmente menor do que o valor obtido se as grandezas de entrada fossem tratadas como estatisticamente dependentes. No caso geral, há uma expressão genérica que permite estimar a incerteza padronizada combinada para o caso geral, em que apenas grandezas de entrada estatisticamente independentes relacionam-se através de uma expressão matemática. Seja, por exemplo, uma grandeza ( $G$ ) calculada em função de diversas grandezas de entrada relacionadas por:

$$G = f(x_1, x_2, x_3, x_4, \dots)$$

A incerteza combinada da grandeza ( $G$ ) pode ser estimada pela Equação (5.1):

$$u^2(G) = \left(\frac{\partial f}{\partial x_1} \cdot u(x_1)\right)^2 + \left(\frac{\partial f}{\partial x_2} \cdot u(x_2)\right)^2 + \left(\frac{\partial f}{\partial x_3} \cdot u(x_3)\right)^2 + \left(\frac{\partial f}{\partial x_4} \cdot u(x_4)\right)^2 + \dots \quad (5.1)$$

Onde:

$u^2(G)$  - Representa a incerteza padrão da grandeza.

$G u(x1), u(x2), u(x3), u(x4)$  - Representam as incertezas padronizada associadas às grandezas de entrada  $x1, x2, x3, x4, \dots$  Respectivamente.

As grandezas cujos valores e respectivas incertezas são diretamente determinados durante a medição, como por exemplo: temperatura ambiente, pressão barométrica, umidade, etc.

O grau de incerteza foi calculado para todas as variáveis indiretamente a partir dos resultados experimentais. A Tabela 5.1 apresenta a incerteza calculada em valores de porcentagem da variação de cada variável a partir dos experimentos.

Tabela 5.1: Resultado da avaliação de incerteza das variáveis calculadas.

<b>Parâmetro</b>	<b>Unid.</b>	<b>Sensor</b>	<b>Incerteza</b>
Potência elétrica	kW	<i>Sensor (microt.) Potência</i>	$\pm 3,7\%$ (30 kW)
Tensão elétrica	V	<i>Sensor (microt.) Tensão</i>	$\pm 1,3\%$ ( 528V)
Frequência elétrica	Hz	<i>Sensor (microt.) Frequência</i>	$\pm 0,05\%$ (valor medido - vm)
Vazão volumétrica GP	Nm <sup>3</sup> /s	Turbina MEV3000	$\pm 1,1\%$
Tempo	s	Cronômetro	$\pm 0,20$
Velocidade	m/s	(Pitot)	$\pm 5,0\%$
Temperatura	°C	Termorresistência	$\pm 0,3$
Temperatura	°C	Termistor	$\pm 1,0$
Pressão	Pa	Transdutor piezo resistivo	$\pm 0,0023$ Mpa
Fluxo de massa	lbph	<i>Sensor (microt.) Fluxo de massa ar</i>	$\pm 2\%$

## 5.2 RESULTADOS DOS TESTES EXPERIMENTAIS DA MICROTURBINA A GÁS

### 5.2.1 Desempenho térmico da microturbina a gás

Nesta seção, apresenta-se uma análise do desempenho térmico da microturbina a gás, operando com misturas de gás pobre (A) e gás natural.

Durante os testes experimentais com a microturbina a gás, utilizando somente gás natural, a eficiência máxima encontrada foi de 26,1% em plena carga. Com as misturas de 75% gás natural e 25% de gás pobre (A), a eficiência diminuiu para 24,2% e para as misturas de 50% de gás natural e 50% de gás pobre (A), a eficiência encontrada foi de 22,5%.

Observou que a microturbina tem-se o melhor regime de operação a partir de 12 kW, para as três condições de testes.

Segundo Somehsaraei et al. (2014), a eficiência da mistura de gás natural com gás pobre é menor, devido ao poder calorífico. Nesse sentido, a Figura 5.1 apresenta a eficiência da microturbina em função da potência de saída.

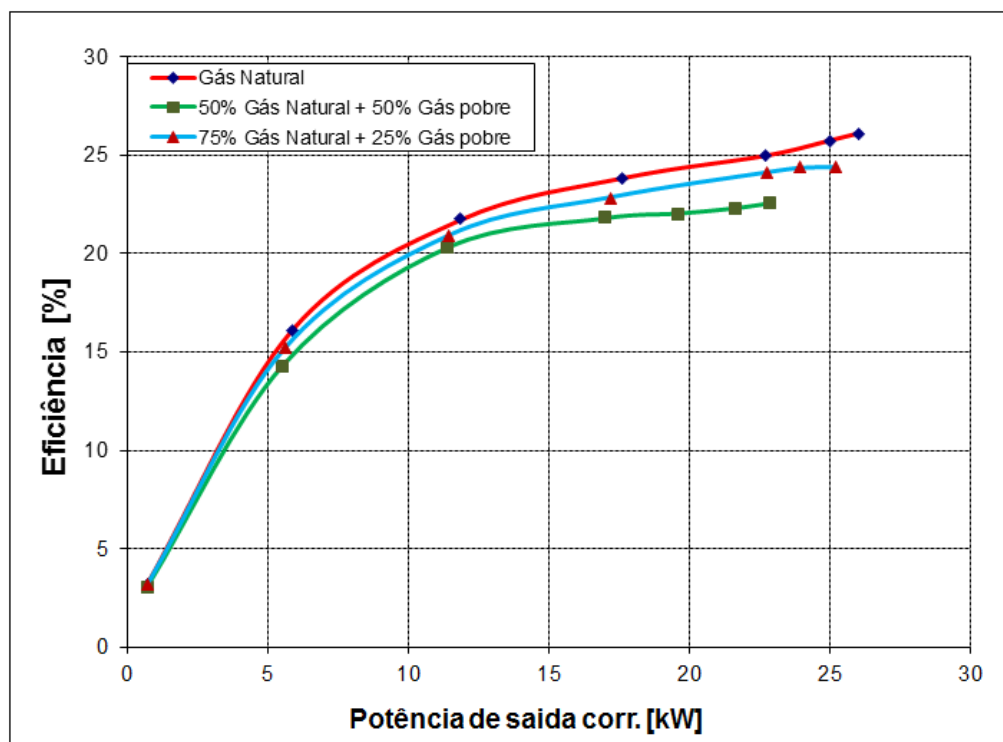


Figura 5.1: Eficiência da microturbina em função da potência de saída corrigida.

A microturbina a gás opera em rotação variável e depende da potência gerada. A Figura 5.2 mostra que a microturbina começa a gerar eletricidade a partir dos 45.000 rpm e atinge o valor máximo de 96.000 rpm para a potência de 26,02 kW, operando somente com gás natural. Para a mistura de 75% de gás natural e 25% de gás pobre (A) a potência encontrada foi de 25,2 kW e finalmente com mistura de 50% gás natural e 50% de gás pobre (A), observou que a potência diminuiu para 22,8 kW.

No teste experimental com a mistura de 50% gás natural e 50% de gás pobre (A) o sistema de controle da microturbina compensa a menor capacidade térmica por uma maior vazão de gás combustível. Como resultado, a potência total produzida pela mistura de gás pobre e gás natural é inferior aos 26 kW gerados, quando se utiliza apenas o gás natural como combustível.

Foi observada uma pequena instabilidade na rotação e segundo Vescoso (2018), essa instabilidade com a mistura de 50% de gás pobre (A) e 50% de gás natural, ocorre devido à menor energia do gás combustível, pois o sistema de controle da microturbina fica verificando a temperatura de exaustão, a abertura das válvulas de gás combustível, com a finalidade de corrigir qualquer problema de operação.

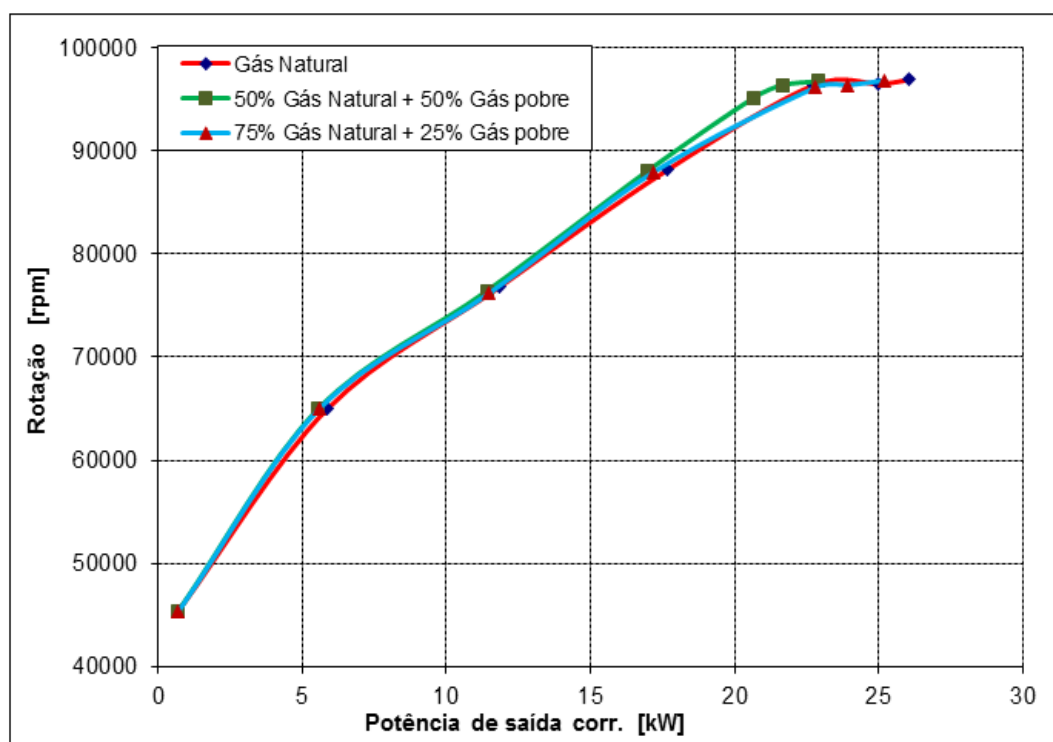


Figura 5.2: Rotação da microturbina em função da potência de saída corrigida.

A Figura 5.3 apresenta o comportamento da temperatura na saída da turbina. A variação da temperatura está entre 590 e 670°C. A mudança de gás natural para as misturas de gás pobre não apresenta variações significativas de temperatura nos gases na saída da câmara de combustão da turbina.

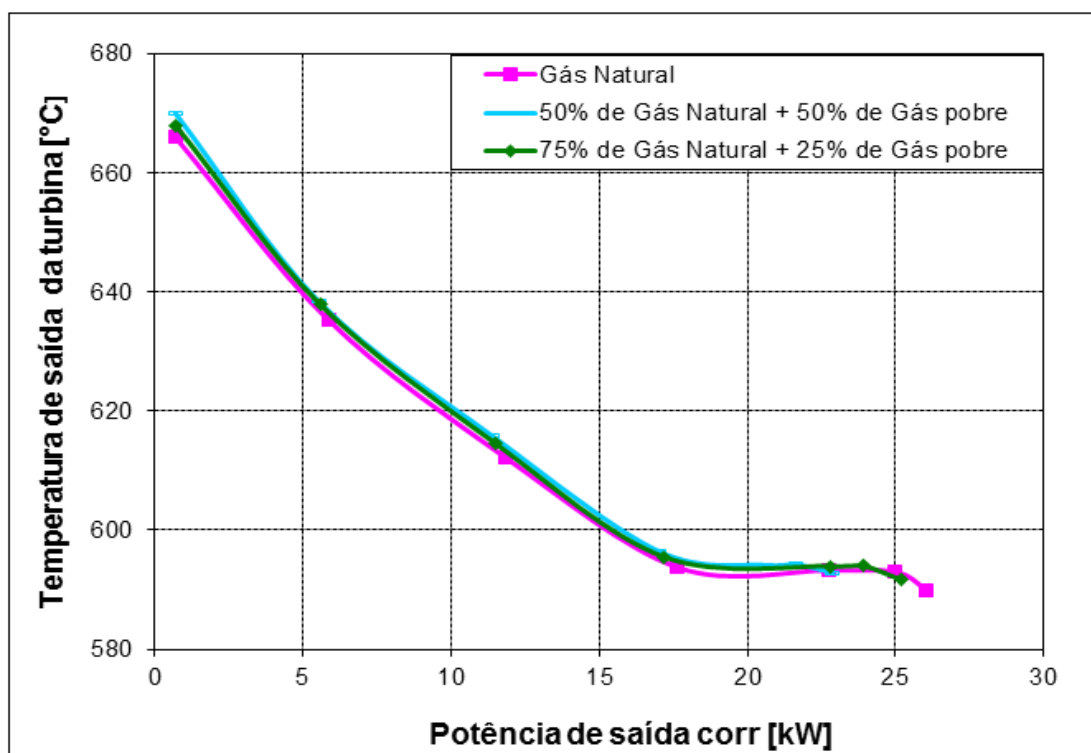


Figura 5.3: Temperatura na saída da turbina em função da potência de saída corrigida.

A Figura 5.4 mostra um aumento significativo da temperatura de exaustão da microturbina para a potência de 20 kW, quando opera com mistura de 50% de gás pobre (A) e 50% de gás natural. Esse aumento da temperatura está relacionado com o aumento da vazão de gás da mistura de gás pobre, que irá gerar mais gás na combustão.

No entanto, o trocador de calor da microturbina não foi modificado para lidar com o aumento da vazão de gás na combustão, para que toda a energia do gás de combustão possa ser recuperada eficientemente. O que resulta em uma temperatura de exaustão mais alta na saída do trocador de calor.

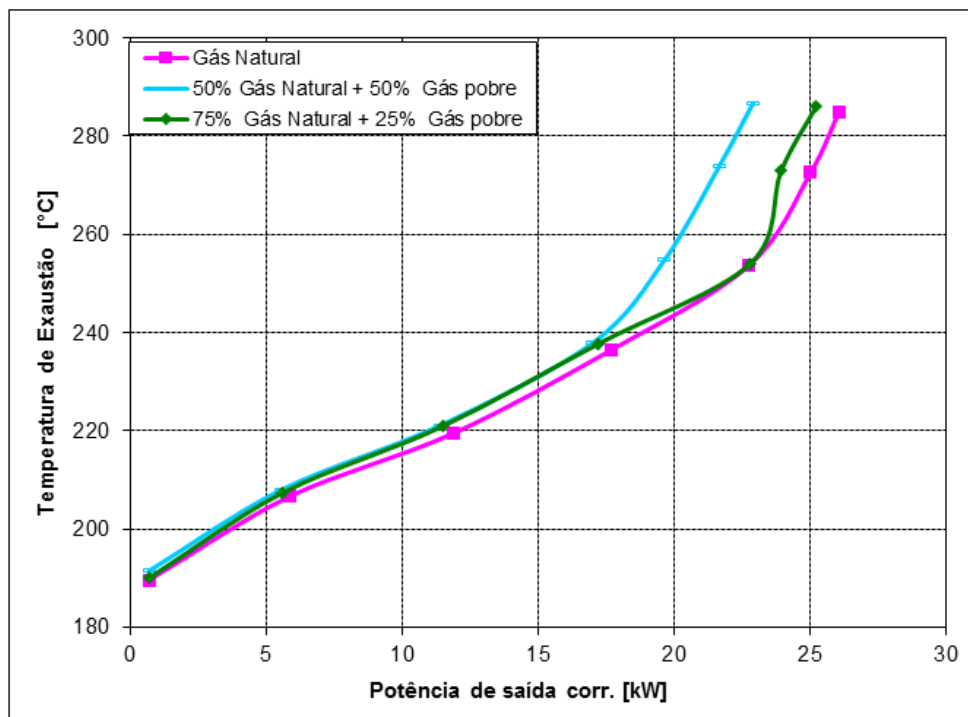


Figura 5.4: Temperatura de exaustão em função da potência de saída corrigida.

Pode-se observar que, quando a microturbina opera com mistura de 50% de gás e 50% de gás pobre (A), há um consumo maior em relação à outra mistura e ao próprio gás natural. O aumento da potência da máquina está relacionado ao aumento de sua rotação, logo, é coerente o pressuposto de que haveria um comportamento semelhante no que diz respeito ao aumento da vazão de gás combustível com o aumento da rotação, como pode ser verificado na Figura 5.5.

Quando a microturbina opera com a mistura de 50% de gás pobre (A) e 50% de gás natural, constatou a potência máxima de 22,8 kW, e consumo de gás combustível de 9,2 Nm<sup>3</sup>/h. Para a mistura de 25% de gás pobre (A) e 75% de gás natural, a microturbina atinge a potência máxima de 25,2 kW, e consumo de gás combustível de 8,8 Nm<sup>3</sup>/h, e finalmente quando a microturbina opera com gás natural, constatou a potência de 26 kW e consumo de 8,5 Nm<sup>3</sup>/h, ou seja, a mistura de 50% de gás pobre (A) e 50% de gás natural teve um aumento de 7,6% a mais do que quando a microturbina operou somente com gás natural.

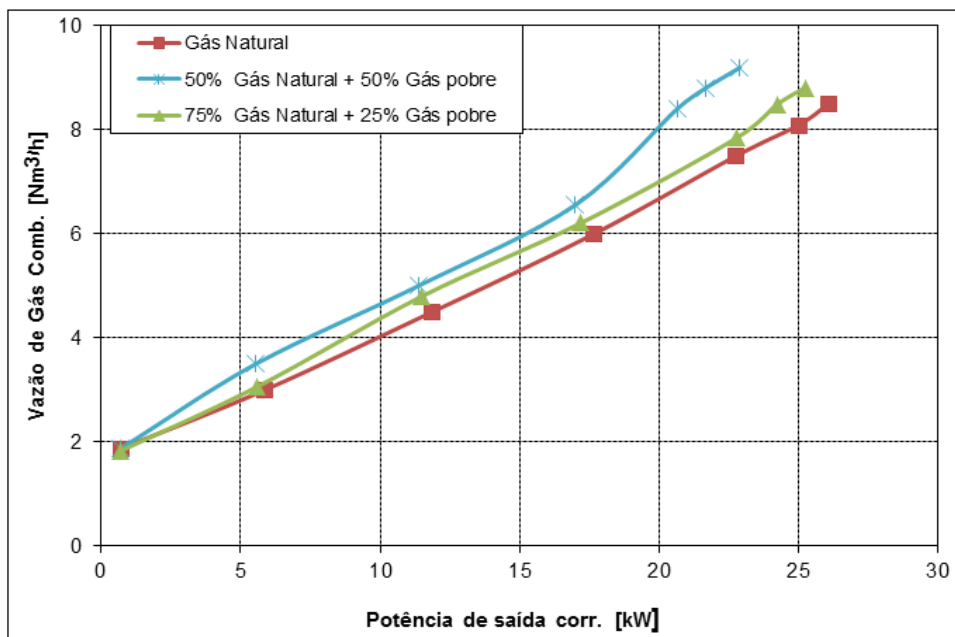


Figura 5.5: Vazão de gás combustível em função da potência de saída corrigida.

A Figura 5.6 mostra o comportamento da vazão de ar em função da potência de saída. À medida que o consumo de gás combustível aumenta muda a *relação de equivalência* e afeta a combustão. Para a vazão de ar na mistura de 50% de gás pobre (A) e 50% de gás natural, mostra uma tendência crescente e a entrada de mais ar significa que o compressor consumirá mais energia, o que conseqüentemente, provoca uma eficiência menor, como mostrada na Figura 5.1 e para manter a mesma carga térmica é necessário mais ar.

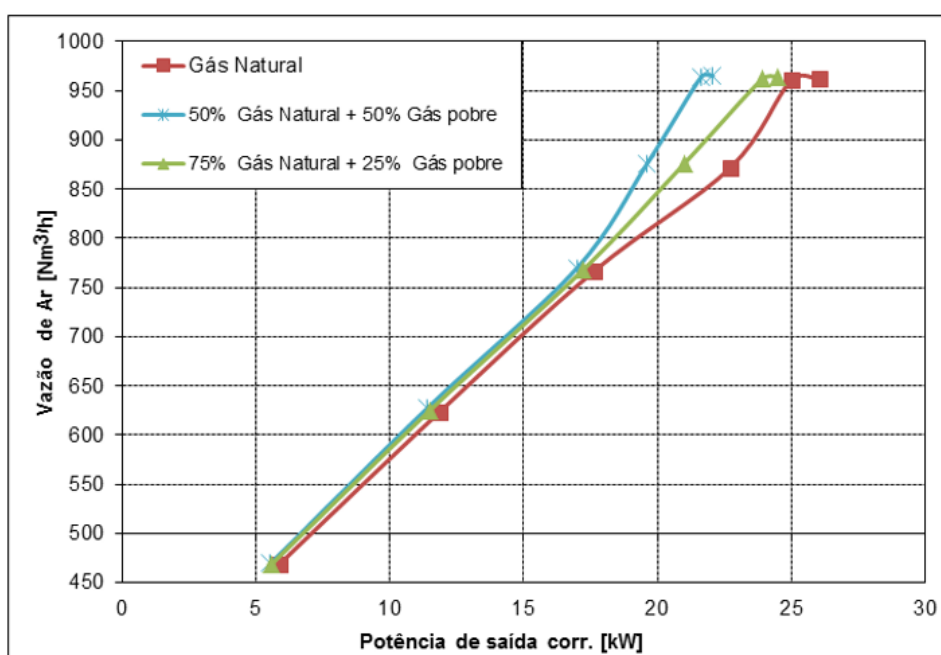


Figura 5.6: Vazão de ar em função da potência de saída corrigida.

### 5.3 ANÁLISES DAS EMISSÕES

Conforme mostram as Figuras 5.7 e 5.8 das emissões de óxidos de nitrogênio ( $\text{NO}_x$ ) e monóxido de carbono (CO), podemos dividir a combustão da microturbina em três estágios distintos. O primeiro estágio vai da partida da microturbina até a potência de saída de 7 kW, neste estágio ocorre a queima em regime pré-misturado (premix). O segundo estágio da combustão está entre 7 kW e 20 kW, no qual as emissões diminuem gradativamente e o último estágio tem início em 20 kW e ocorre até a condição de carga máxima de operação.

A Figura 5.7 mostra que as emissões de  $\text{NO}_x$  para a mistura de 50% de gás pobre (A) e 50% de gás natural foram mais altas do que as emissões de  $\text{NO}_x$  para a mistura de 75% de gás pobre (A) e 25% de gás natural e do próprio gás natural.

Na potência da microturbina acima de 7 kW, o sistema de combustão altera para o modo de queima em regime pre-misturado, que produz menos  $\text{NO}_x$  térmico. Isto acontece devido a uma melhor distribuição de temperatura no interior da câmara de combustão da microturbina, o que provoca uma diminuição nas emissões de óxidos de nitrogênio térmico, que dependem predominantemente da temperatura de combustão. Quando a microturbina opera em plena carga, observa-se que as emissões de  $\text{NO}_x$  diminuem com o aumento da potência de saída. Em condições de potência acima de 20 kW, a emissão de  $\text{NO}_x$  é quase a mesma para todas as misturas de gases combustíveis.

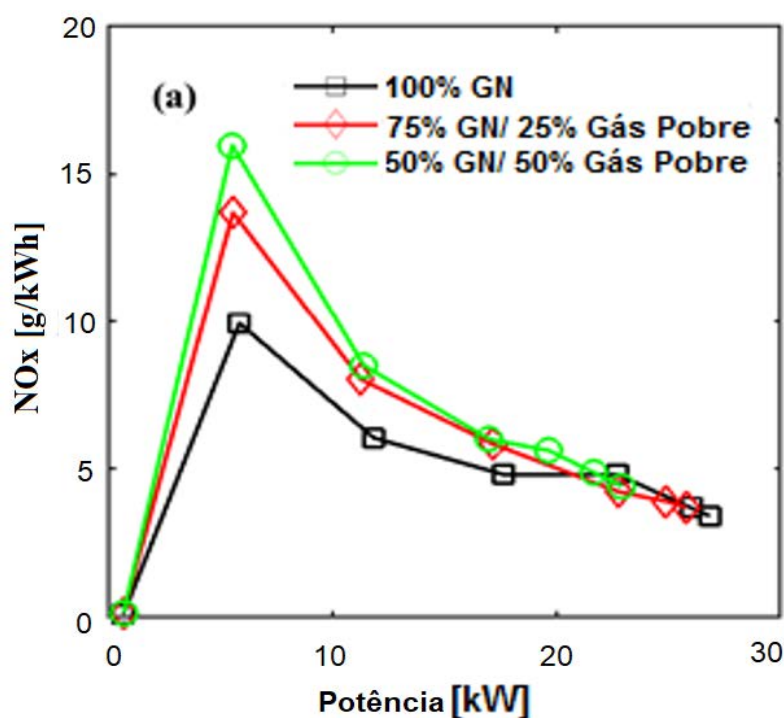


Figura 5.7: Comportamento das emissões de  $\text{NO}_x$ .

A Figura 5.8 mostra o comportamento das emissões de monóxido de carbono (CO). Os testes experimentais constataram que, quando aumenta a potência da microturbina para 7 kW, altera para o modo de queima em regime pre-misturado, que fornece mais ar para a mistura com o gás combustível, com a finalidade de reduzir as emissões.

O efeito da adição de gás pobre nas emissões de CO está relacionado à estrutura da chama resultante dos testes no queimador, mostrados nas Figuras 82 e 83. Uma vez que o gás pobre é adicionado, a região de combustão é relativamente pequena e condensada. Devido ao tamanho, e ao tempo residente do combustível na zona de combustão que é curto, o que provoca uma reação insuficiente e produz uma alta emissão de CO.

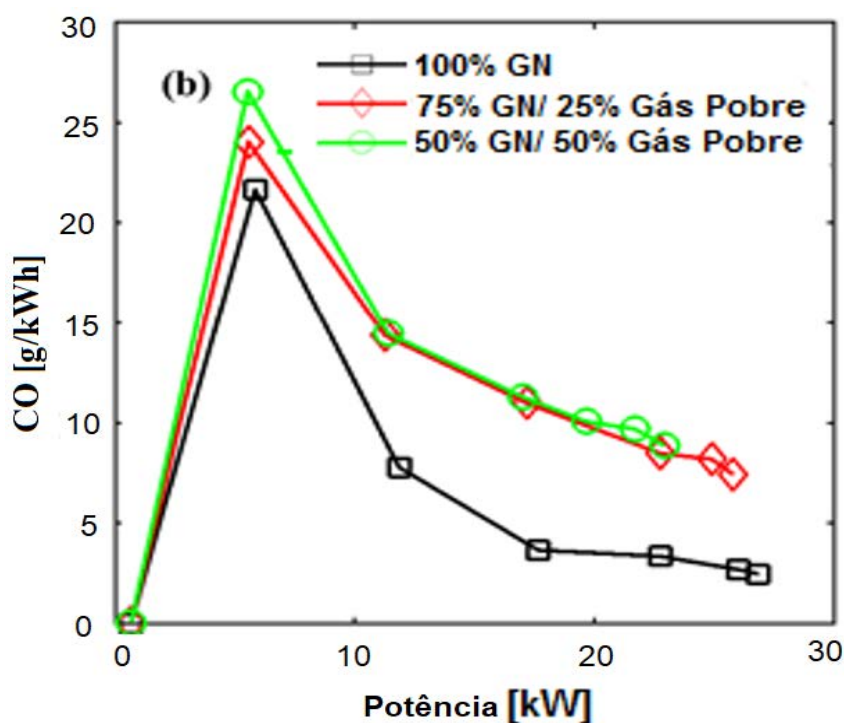


Figura 5.8: Comportamento das emissões de CO.

A Tabela 5.2 a seguir exibe uma comparação dos resultados das emissões de óxidos de nitrogênio (NOx) e monóxido de carbono (CO), obtidos através dos testes experimentais com gás pobre (A) misturado com gás natural e as especificações das emissões definidas pelo fabricante das microturbinas a gás, Capstone.

Tabela 5.2: Comparação dos resultados das emissões dos testes experimentais e do fabricante da microturbina.

Potência (kW)	Gás Natural (Fabricante/Capstone)	Emissões de NOx [g/kWh]		
		Gás Natural (Testes experimentais)	GP50%/GN50% (Testes experimentais)	GP25%/75%GN (Testes experimentais)
0	5	4	5	5
5	7,5	13	16	14
10	5	11	14	12
15	4,5	9,5	11	10
20	4,5	8,8	10,5	9,5
25	4	8	10,3	9,2
30	3	7	10	8,8
Emissões de CO [g/kWh]				
0	10	10	21	17
5	20	23	28	25
10	10	16	26	23
15	6	10	24,5	22,5
20	7	9,5	23,5	22
25	9	9,4	23	21,5
30	4	8,5	23	20

Outro dado relevante está vinculado às emissões da microturbina. As análises dos gases de exaustão conduzidas no laboratório do NEST/UNIFEI indicam que as emissões das misturas de gases ficaram próximas aos valores das emissões do fabricante do equipamento (Capstone), que garante uma taxa de emissão de NOx com gás natural inferior a 9 g/kWh..

A Figura 5.9 apresenta uma comparação dos resultados dos testes experimentais das emissões de NOx, com dados de NOx do fabricante da microturbina (Capstone).

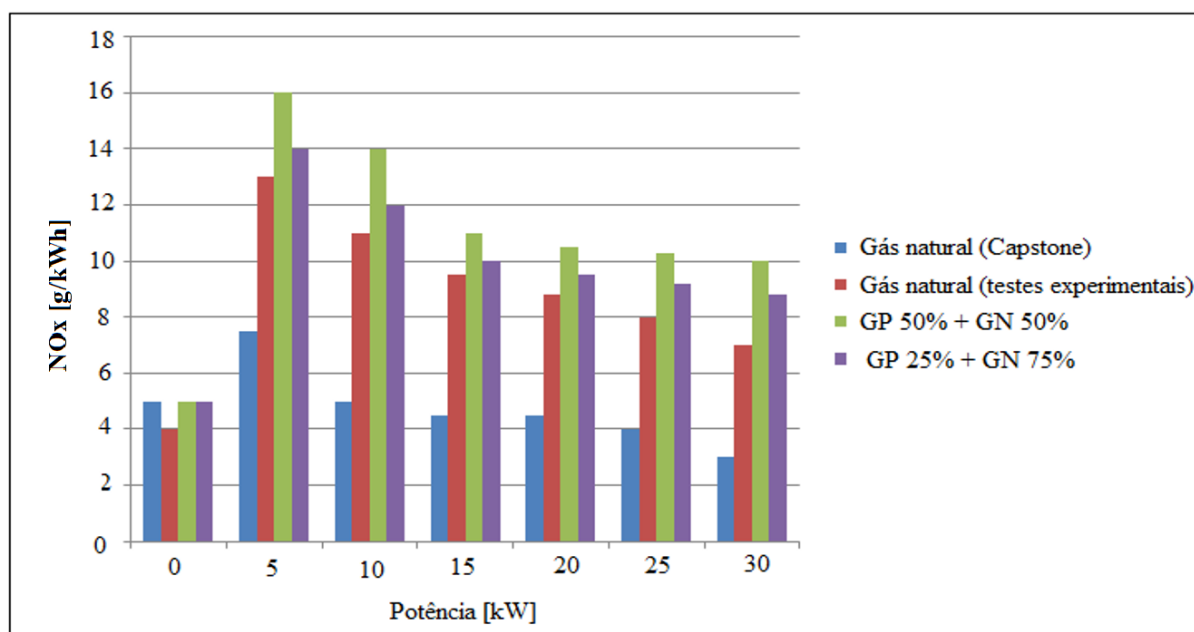


Figura 5.9: Comparação dos resultados dos testes experimentais das emissões de NOx, com dados das emissões de NOx do fabricante da microturbina (Capstone).

A Figura 5.10 apresenta uma comparação dos resultados dos testes experimentais das emissões de CO, com dados das emissões de CO do fabricante da microturbina (Capstone).

A microturbina, operando em baixa potência as emissões de CO da mistura de gás pobre (A) com gás natural, são maiores do que as emissões de gás natural. Porém, a diferença pode ser atribuída à combustão incompleta e à temperatura de chama menor do que quando injeta somente o gás natural.

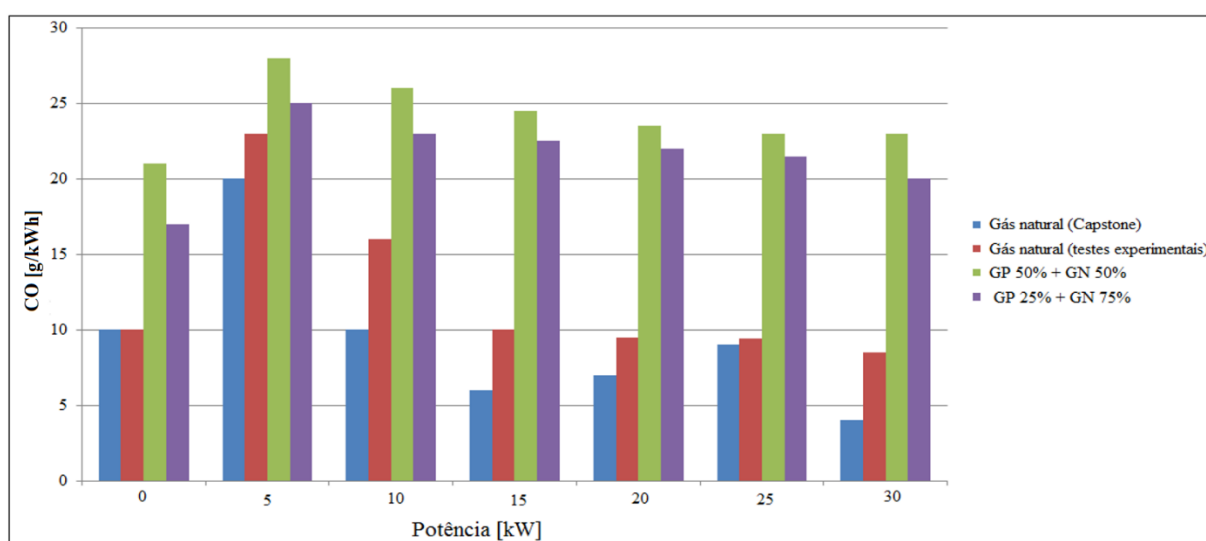


Figura 5.10: Comparação dos resultados dos testes experimentais das emissões de CO, com dados das emissões de CO do fabricante da microturbina (Capstone).

## CAPÍTULO 6

### CONCLUSÕES

Conforme mostram os resultados, pode-se afirmar que a microturbina a gás de 30 kW apresentou um bom desempenho quando se utilizam misturas de gás pobre com gás natural.

Baseado nos resultados dos testes experimentais é possível a operação da microturbina com mistura de 50% de gás natural e 50% de gás de pobre (A), mas se utiliza somente o gás pobre obtido através do agente de gaseificação ar, a microturbina não vai funcionar. Isso ocorre devido à composição e ao baixo poder calorífico do combustível.

Durante os testes de desempenho térmico da microturbina, a eficiência diminuiu cerca de 13% quando o combustível muda de gás natural puro para 50% da mistura de gás pobre (A) com 50% de gás natural.

Ficou evidente um maior consumo de gás combustível para a mistura de 50% de gás pobre (A) e 50% de gás natural do que quando a microturbina opera somente com gás natural, isso devido às diferenças no seu poder calorífico.

A análise de temperatura mostra que os gases na saída da turbina são semelhantes, apesar da mudança na composição do combustível. No entanto, a temperatura dos gases de exaustão da microturbina são maiores quando se usa mais gás pobre (A). O fenômeno é causado pelo aumento da vazão de gás combustível e ar.

Não foi constatada mudança significativa no funcionamento e não se perceberam vibrações, ruídos ou falhas durante a operação com misturas de gás pobre (A) e gás natural.

Quando a potência de saída da microturbina é suficientemente alta ( $> 20$  kW), as emissões de NOx permanecerão praticamente inalteradas, mas as emissões de CO aumentam com a adição de gás pobre (A).

Nos testes com o queimador, foram utilizadas imagens de quimioluminescência OH\* e fluorescência plana induzida por laser (OH-PLIF), para verificar o efeito da mudança na composição do combustível e na forma da chama. Os resultados mostram que as chamas foram estáveis para quase todas as condições de testes. Em ambas as técnicas, observaram que a chama estava enfraquecida e diminuiu de tamanho quando foi adicionada à mistura com o gás pobre (B).

O teste experimental do queimador com 100% de gás pobre (A) (ar) não foi possível, porque a chama apagava-se.

Comparando os resultados das imagens de quimiluminiscência OH\* e fluorescência plana induzida por laser (OH-PLIF) da chama de gás pobre (A) com a chama de gás pobre (B), percebe que as chamas do gás pobre (A) são menores e mais fracas do que as chamas do gás pobre (B). Tal fato implica que a liberação de calor é mais fraca e uma menor liberação de calor pode resultar em um aumento da combustão incompleta e num aumento das emissões de monóxido de carbono (CO), relatado no teste experimental com a microturbina utilizando o gás pobre (A).

A perturbação acústica também é verificada através das imagens e indicam que a variação da composição do combustível pode mudar a forma e o tamanho da chama quando a proporção de gás pobre aumenta de 25% de gás pobre (B) e 75% de gás metano para 50% de gás pobre (B) e 50% de gás metano.

A análise de índice de Rayleigh indica que a tendência de instabilidade é alterada de estável para instável quando a proporção de gás pobre aumentar de 25% de gás pobre (B) e 75% de gás metano para 50% de gás pobre (B) e 50% de gás metano, ou seja, tende a levar a chama a níveis instáveis (ou mesmo apagar a chama).

No entanto na proporção de 25% de gás pobre (B) e 75% de gás metano (**a**), o Rayleigh\* positivo predomina no mapa e isso significa que a chama permanece estável.

Em contraste, o Rayleigh\* negativo desempenha um papel dominante quando a proporção muda para 50% de gás pobre (B) e 50% de gás metano (**b**), isso significa que a chama tende a ficar instável ou mesmo apagar, pois as interações entre a liberação de calor e as oscilações acústicas não estão na mesma fase (Zhang, 2017). Portanto, pode-se concluir que a instabilidade será mais intensa quando mais gás pobre for adicionado à mistura de gás pobre com gás metano.

Os testes experimentais com o queimador da microturbina com o gás pobre (B) o teor de hidrogênio foi de 38% em volume e ficou constatado que a combustão está livre de problemas de flashback, quando a proporção do gás pobre (B) não ultrapassar os 50% do teor em volume de hidrogênio, fazendo com que o gás pobre (B) possa ser utilizado nos testes em microturbinas.

## 6.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Proposta de alguns temas interessante para a continuação deste trabalho:

- Diversos desafios tecnológicos devem ser vencidos para que a gaseificação integrada com microturbina possa se tornar competitiva, seguem abaixo algumas propostas sobre temas para a continuação deste trabalho:

- 1) Utilizar o vapor e o oxigênio como agente da gaseificação, com a finalidade de obter um gás com maior poder calorífico e fazer testes experimentais na microturbina;
- 2) Utilizar uma ferramenta computacional que permita obter o ponto ótimo, ou seja, qual a melhor faixa de operação da microturbina utilizando o gás pobre;
- 3) Fazer testes experimentais de longa duração e depois analisar os impactos causados pelo gás pobre nos componentes da microturbina a gás (queimador, câmara de combustão, compressor e turbina).

- O principal problema encontrado foi em relação ao desempenho do compressor, importado da empresa Copeland e utilizado para comprimir o gás pobre. Por diversas vezes, foi verificado o funcionamento anormal e instável do compressor, pois a pressão do gás pobre apresentava constantes oscilações, causando diversas vezes a parada da microturbina.

- A microturbina apresentou um grande consumo de gás combustível nos primeiros segundos depois da partida, chegando até  $18 \text{ Nm}^3/\text{h}$ , mas a vazão foi caindo até atingir o regime permanente de operação. Observou-se que, durante esse tempo, a temperatura da microturbina foi aumentando lentamente. É recomendável deixar a máquina funcionando em vazio pelo menos 5 minutos depois da partida, até ela atingir o regime permanente de operação, antes de começar a obter os dados para os testes.

- Importante ter um sistema de limpeza eficaz para impedir que o alcatrão e os demais derivados entrem na microturbina e danifiquem o sistema.

- Nos testes experimentais com o gás pobre (A) não foram feitas nenhuma modificação na microturbina.

## PUBLICAÇÕES

2019 – APPLIED THERMAL ENGINEERING - 146 (2019) 328-337 - **Title Experimental Study on Applying Biomass-derived Syngas in a Microturbine** - Article type Research: Paper Paulo Sérgio Pedroso Corrêa Jr†, Jianan Zhang\*,‡, Electo Eduardo Silva Lora†, Rubenildo Vieira Andrade†, Luis Roberto de Mello e Pinto†, Albert Ratner‡;

2018 – INCIT - **Experimental Study on Applying Biomass-derived Syngas in a Microturbine** - Paulo Sergio Pedroso Correa Jr1, Electo Eduardo Silva Lora2, Rubenildo Vieira Andrade3;

2017 – EUBC -**The use of natural gas blends with syngas from biomass in gas micro turbine** Thermal performance and emissions tests. Autores - Paulo Sérgio Pedroso Corrêa Jr, Electo Eduardo Silva Lora, Rubenildo Vieira Andrade, Luis Roberto de Mello e Pinto.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANDRADE, R. V. **Gaseificação de Biomassa: Uma Análise Teórica e Experimental**, (2007). p 205;
- ANISA, S.; ZAINAL, Z. Tar reduction in biomass producer gas via mechanical, catalytic and thermal methods: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, (2011). p 2355–2377;
- ARENA, U. **Process and technological aspects of municipal solid waste gasification**. A review. *Waste Management*, 32(4):625–639, 2012;
- ARNAVAT, M.P. Performance Modelling and Validation of Biomass Gasifiers for Trigeneration Plants. **Tese de Doutorado**. Universidade Rovira Virgili. Tarragona: Itália, 227 pp., 2011;
- ATTILA K, B. KRISZTIAN, S. **Reduction of Pollutant Emissions from a Rapeseed Oil Fired Micro gas turbine burner - fuel processing technology** - Volume 134, June 2015, pages 352-359;
- BAINA, F, A. MALMQUIST, L. ALEJO, TH. FRANSSON. **Extended operability of a commercial air-staged burner using a synthetic mixture of biomass-derived gas for application in externally fired micro turbine gas, fuel**. 150 (2015) 664-671;
- BASU, P. **Handbook Biomass gasification and pyrolysis**. Elsevier, Burlington, p. 364, (2010);
- BARUAH, D, C. Modeling of biomass gasification: A review - **Renewable and Sustainable Energy Reviews** 39, p 806-815, (2014);
- BEN - Balanço Energético Nacional 2017 - **Relatório síntese**/ano base 2016/- EPE-Junho de 2017. file:///C:/Users/Usu%C3%A1rio/Downloads/70a324edde3b1bc50494f8a5d810059e;
- BELGIORNO, V; DE FEO, G; DELLA ROCCA, C; NAPOLI, R. **Energy from gasification of solid wastes**. *Waste Management*, 23. - pp. 1–15., (2003);
- BOCCI, E.; DI CARLO, A.; MCPHAIL, S.J.; GALLUCCI, K.; FOSCOLO, P.U.; MONETI, M.; VILLARINI, M.; CARLINI, M. Biomass to fuel cells state of the art: A review of the most innovative technology solutions. **International Journal of Hydrogen Energy**, 39:21876– 21895, 2014;
- BORCHERT U., SZYMCZYK J.A.: **Fluidic Analyses of a Model Gas Turbine Combustion Chamber with and without Combustion under Actual Operating Conditions**. XX. Internationale Tagung,, Forschung, Praxis und Didaktik im modernen Maschinenbau”, Tagungsband, Kleinverlag, Schreibbüro & ISP Wewezer, Butzbach, 2011, ISBN 978-3-9813334-3-5;

BRAGA, R.M - Pirólise rápida catalítica do capim elefante utilizando materiais mesoporosos e óxidos metálicos para desoxigenação em bio-óleo. **Tese de Doutorado**. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, 2012;

BRUNETTI, F. **Motores de combustão interna**. 2ª Edição, 2012;

CAPSTONE TURBINE CORPORATION. **Technical reference** - Capstone Microturbine Systema Emissions. 410065 Rev. B. Chatsworth - (2006)

CHEN, YI; LUO, YONG-HAO; WU, WEN-GUANG; SU, YI. Experimental Investigation on Tar Formation and Destruction in a Lab-Scale Two-Stage Reactor. **Energy Fuels**, v. 23, 4659–4667, (2009);

CORELLA, J. JOSÉ; TOLEDO, JOSÉ MANUEL; MOLINA, GREGO. **Biomass gasification with pure steam in fluidised bed** variables that affect the effectiveness of the biomass gasifier. *Int. J. Oil, Gas and Coal Technology*, 1, (2008). 1,2;

CORTEZ, L. A. **Caracterização da Biomassa**. CAMPINAS: [s.n.], (2011);

CUI, HONG; SCOTT, Q TURN; KEFFER, V; EVANS, D; TRAN, T; FOLEY, MICHAEL. Contaminant Estimates and Removal in Product Gas from Biomass Steam Gasification. **Energy Fuels**, 24, 1222–1233, (2010);

D. BARISANO , G. CANNETO , F. NANNA, E. ALVINO, G. PINTO, A. VILLONE, M. CARNEVALE, V. VALERIO, A. BATTAFARANO, G. BRACCIO – **Steam/oxygen biomass gasification at pilot scale in an internally circulating bubbling fluidized bed reactor** - Fuel Processing Technology – Italy – 18 de Fevereiro de (2015);

DAMARTZIS, TH.; MICHAÏLOS, S.; ZABANIOTOU, A. **Energetic assessment of a combined heat and power integrated biomass gasification–internal combustion engine system by using Aspen Plus®**. *Fuel Processing Technology*, 95(3):37–44, 2012;

DASSAPA, S., SRIDHAR, G., SRIDHAR, H. V., RAJAN, N. K. S., PAUL, P. J., UPASANI, A. (2007). **“Producer Gas Engines – Proponent of Clean Energy Technology”**, 15th European Biomass Conference & Exhibition, Berlin, Germany;

DAVIS, D.W. P.L. THERKELSEN, D. LITTLEJOHN, R.K. CHENG. **Effects of hydrogen on the thermo-acoustics coupling mechanisms of low-swirl injector flames in a model gas turbine combustor**, *Proceedings of the Combustion Institute*, 34 (2013) 3135-3143;

DELATTIN FRANK; GIOVANNI DI LORENZO; SERGIO RIZZO; SVEND BRAM; JACQUES DE RUYCK, - 12 de Maio 2009 - **Combustion of syngas in a pressurized microturbine-like combustor**: Experimental results;

DELGADO ANTONIO., UWE B., JANUSZ A, S. **Primary and secondary air division in a model gas turbine combustor**. **Germany**. January 2012;

DOHERTY, W.; REYNOLDS, A.; KENNEDY, D. **The effect of air preheating in a biomass CFB gasifier using ASPEN Plus simulation.** *Biomass and Bioenergy*, 33(9):1158–1167, 2009;

EMADI, M. **FLAME. Structure and thermo-acoustic coupling for the low swirl burner for elevated pressure and syngas conditions.** Iowa - Estados Unidos da América: [s.n.], (2012);

EMERSON - TECHNOLOGIES. **Copeland compressor** - Scroll. EMERSON-CLIMATE, 2016. Disponível em: <<http://www.emersonclimate.com/pt-LA/brands/Pages/copeland.aspx>>. Acesso em: 04 maio 2016;

DIAS, F. L. G. **Dissertação de mestrado.** Projeto Preliminar e Simulação Computacional de Câmara de Combustão de Turbina a Gás Considerando a Queima de Biocombustíveis, (2011);

FLUXO SOLUÇÕES INTEGRADAS – 2018. <http://www.fluxosolutions.com.br/newsletter-35/microturbinas-para-geracao-distribuida-de-energia-e-secagem-de-lodo>. Acesso 05/09/2018;

GIRALDO S.Y. R. Avaliação de um sistema de limpeza integrado a um conjunto gaseificador de biomassa/célula SOFC. **Tese de Doutorado em Engenharia Mecânica.** Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 166 pp., 2013;

GOMES, E. E. **Análise Técnico-Econômica e Experimental de microturbina operando com gás natural e com óleo diésel** - Itajubá: [s.n.], (2002);

GUSTAFSSON, E. Characterization of particulate matter from atmospheric fluidized bed biomass gasifiers. **Tese de Doutorado em Engenharia Mecânica.** School of Engineering, Linnaeus University, Gothenburg, 84 pp., 2011;

HOFBAUER, H.; RAUCH, R.; RIPFEL-NITSCHKE, K. **Gas Cleaning for Synthesis Applications.** Vienna University, 2007;

HOFBAUER, H., FLECK, T., VERONIK, G. **Gasification feedstock** - IEA Bioenergy - Task XIII Thermal Gasification of Biomass (1997);

HUANG, Y.; YANG, V. **Modeling and control of combustion dynamics in lean-premixed swirl-stabilized combustors.** Proceedings of Sixth Symposium on Smart Control for Turbulence, 2005;

HUBER, G.W.; IBORRA, S.; CORMA, A. Synthesis of transportation fuels from biomass: chemistry, catalysts, and engineering. *Chemical Reviews*, 106(9):4044–4098, 2006;

ISO, **Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement**, first edition, 1993;

JIANAN ZHANG AND ALBERT RATNER - 2017 - University of Iowa, Iowa City, Iowa 52242 - **Experimental Study of the Global and Local Flame Responses to Acoustic Perturbation** DOI: 10.2514/1.B36173;

JONES, D.; BHATTACHARYYA, D.; TURTON, R.; ZITNEY, S.E. **Rigorous kinetic modeling and optimization study of a modified Claus unit for an integrated gasification combined cycle (IGCC) power plant with CO<sub>2</sub> capture.** *Industrial & Engineering Chemistry Research*; 51(5):2362–2375, 2012;

KANG, D.M., FERNANDEZ, V., AND RATNER, A. **“Measurements of fuel mixture fraction oscillations of a turbulent jet non-premixed flame.”** *Combust. Flame* 156, (2009):214220;

KAUFMAN, K., ZHANG, J., AND RATNER, A. **“Effect of frequency variation and driving pressure amplitude on global flame response in a low swirl burner.”** Presented at the Spring Technical Meeting of the Central States Section of the Combustion Institute, Tulsa, OK. (March 16 – 18, 2014);

KATHERINE, R; MARK, W; PEPIOT, PERRINE; WILLIAM, J; MARK, R NIMLOS. **Biomass Pyrolysis and Gasification of Varying Particle Sizes in a Fluidized-Bed Reactor.** *Energy & Fuels*, v. 25, 3747–3757, 2011;

KNOEF, H.A.M. **Handbook of Biomass Gasification.** BTG Biomass Gasification Group, Enschede, The Netherlands, 378 pp., 2005;

KROL, D, S. POSKROBKO, J. GOSCIK. (2017) - **Micro-cogeneration - Rich-methane gasifier and micro gas turbine**, E3S Web conf. - 14 - 01024;

LEE, E. BALU, J, N. CHUNG. - **An Experimental Evaluation of Integrated biomass gasification and power generation system for distributed power applications** - *Applied Energy* 101(2013) 699-708;

LIPPERT, T; BRUCK, G; SANJANA, Z; NEWBY, R; BACHOVCHIN, D. **Experimental study on syngas production by co-gasification of coal and biomass in a fluidized bed.** *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 35 pp. 2722 – 2726, 2010;

LIU, A. G. WENG, Y. W. **Effects of Lower Heat Value Fuel on the Operations of Micro-Gas Turbine.** *Energy and Power Engineering*, 2009, 28-37. Disponível em <http://www.scirp.org/journal/epe>;

LIEUWEN, T., MCDONNELL, V., PETERSEN, E., SANTAVICCA, D. **Fuel flexibility influences on premixed combustor blowout, flashback, autoignition and stability.** *Journal of Engineering for gas turbine and Power*, ASME, 2008;

LORA, E. E. S.; VENTURINI, O. J. **Gaseificação e pirólise para conversão da biomassa em eletricidade e biocombustíveis.** *Biocombustíveis* - Volume 1. 1. ed. Itajubá: [s.n.], 2012;

NASCIMENTO, M, A, R. L, OLIVEIRA, R. E, C SANTOS. E, E, GOMES F, L, G VELASQUES, CARRILHO. **Micro gas turbine engine: a review**, in: *Progress in Gas Turbine Performance*, in tech - (2013);

MASTELLONE M.L., SANTORO D., ZACCARIELLO L., ARENA U. **The effect of oxygen enriched air on the fluidized bed co-gasification of coal, plastics and wood.** 3rd Int.Symposium on Energy from Biomass and Waste, Venice, Italy, 8–11 November, 2010;

MONDAL, P.; DANG, G.S.; GARG, M.O. **Syngas production through gasification and cleanup for downstream applications** – Recent developments. *Fuel Processing Technology*, 92(8):1395–1410, 2011;

MCDONNELL, V. Application of a turbulent jet flame flashback propensity model to a commercial gas turbine. **Journal of Engineering for Gas Turbine and Power**, ASME, 2016;

NEST, 2016 - **Núcleo em Excelência de Geração Térmica Distribuída**, 2016 - [www.nest.unifei.edu.br](http://www.nest.unifei.edu.br);

OLADE. ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA. **Curso de la Generación Distribuida**. SABA System., 2011. Disponível em: <http://www.olade.org/elearning>. Acesso em 15 out 2016;

OLGUN, HAYATI; OZDOGAN, SIBEL; YINESOR, GUZIDE. **Results with a bench scale downdraft biomass gasifier for agricultural and forestry residues**. *biomass and bioenergy*, v. 572 – 580., p. 35, 2011;

OLOFSSON, I; NORDIN, A; SODERLIND, U. **Initial Review and Evaluation of Process Technologies and Systems Suitable for Cost-Efficient Medium-Scale Gasification for Biomass to Liquid Fuels**. [S.l.]: [s.n.], 2005;

PEREIRA, J. L. Análise da qualidade do gás de síntese produzido em gaseificadores de leito fixo co-corrente para potencial aplicação em microturbinas a gás. **Dissertação de mestrado** - Março de 2017;

PULKRABEK, W. W. (1997). **Engineering Fundamentals of the Internal Combustion Engine**. Upper Saddle River, New Jersey, Prentice Hall. 411p;

RABOU, L. P. L. M. GRIFT, J. M. R. E. Conradie, S. Fransen. **Micro Gas Turbine Operation with Biomass Producer Gas and Mixtures of Biomass Producer Gas and Natural Gas**. *Energy & Fuels* 22, 2008, 1944–1948;

RATNER B, D.M. KANG A, F.E.C. CULICK A, A. **Combustion dynamics of a low-swirl combustor - Combustion and Flame 151 (2007) 412–425 - ELSEVIER (2007)**. Department of Mechanical and Industrial Engineering, University of Iowa, Iowa City, IA 52242, US;

REDDY, PRASHANTH B; MARK, R; RODRIGUEZ, J; HOLMES, W. **Biomass Gasification: Catalytic Removal of Tars over Zeolites and Nickel Supported Zeolites**. *Energy Fuels*, 24, 2707–2715., 2010;

RIBEIRO, D. D. **Simulação Numérica de Escoamentos Reativos em Câmaras de Combustão de Turbinas a Gás/ Diogo Dantas Ribeiro**. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2015. XXXVII, 303 p;

SADIG, H., Sulaiman, S. A., SAID, M. A., YUSUP, S. Performance and Emissions of a Micro-Gas Turbine Fueled with LPG/Producer gas in a Dual Fuel Mode. **Journal of the Energy Institute**, 2015;

SAKATSUME, H. F. **Uso de cogeração no setor residencial: a aplicação de mini e micro-cogeneradores a gás natural**. Programa de Pós-Graduação em Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2004;

SANSANIWAL, S. K., K. PAL, M. A. ROSEN, AND S. K. TYAGI. 2017. "Recent advances in the development of biomass gasification technology: A comprehensive review." **Renewable and Sustainable Energy Reviews** 72:363-384.  
doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.038>;

SIEDLECKI, M.; DE JONG, W.; VERKOOIJEN, A.H.M. Fluidized bed gasification as a mature and reliable technology for the production of bio-syngas and applied in the production of liquid transportation fuels—A review. **Energies**, 4(3):389–434, 2011;

SIMEONE, E.; SIEDLECKI, M.; NACKEN, M.; HEIDENREICH, S.; DE JONG, W. **High temperature gas filtration with ceramic candles and ashes characterization during steam**—oxygen blown gasification of biomass. *Fuel*, 108(6):99–111, 2013;

SOARES, C. Applications for Distributed Energy Systems”. **SCIENCE DIRECT**, 10 Setembro, 2014. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/book/9780750684699>>;

URNS, S.R. **An introduction to combustion: Concepts and applications**. 3<sup>rd</sup> Ed. New York: McGraw-Hill, (2012);

TUNÅ, P. Generation of synthesis gas for fuels and chemicals production. **Tese de Doutorado**. Lund University. Departamento de Engenharia Química. Suécia, 88 pp., 2013;

TZENG, L. M. **Characterization of a bubbling fluidized bed biomass gasifier**. [S.l.]: Universiti Sains Malaysia, 2007. 136 p;

UNIVERSITY OF IOWA - EUA - **Experimento de análise do gás pobre, realizado no laboratório de Engenharia Mecânica** -Março de 2017 - <https://uiowa.edu/>;

VESCOSO, E, O. Capstone C30 - **Gas pobre em microturbinas a gás** [email]. Mensagem recebida - paulocet@yahoo.com.br - 15 de Setembro de 2018;

WALSH, P. FLETCHER, P. **Gas Turbine Performance** - Second edition - Blackwell Science, 2004;

WILLIS, H.L.; SCOTT, W.G. **Distributed Power Generation**. Planning and Evaluation, Ed. Marcel Dekker, Inc. New York., 2000;

WOOLCOCK, P.J.; BROWN, R.C. A review of cleaning technologies for biomass-derived syngas. **Biomass and Bioenergy**, 52:54–84, 2013;

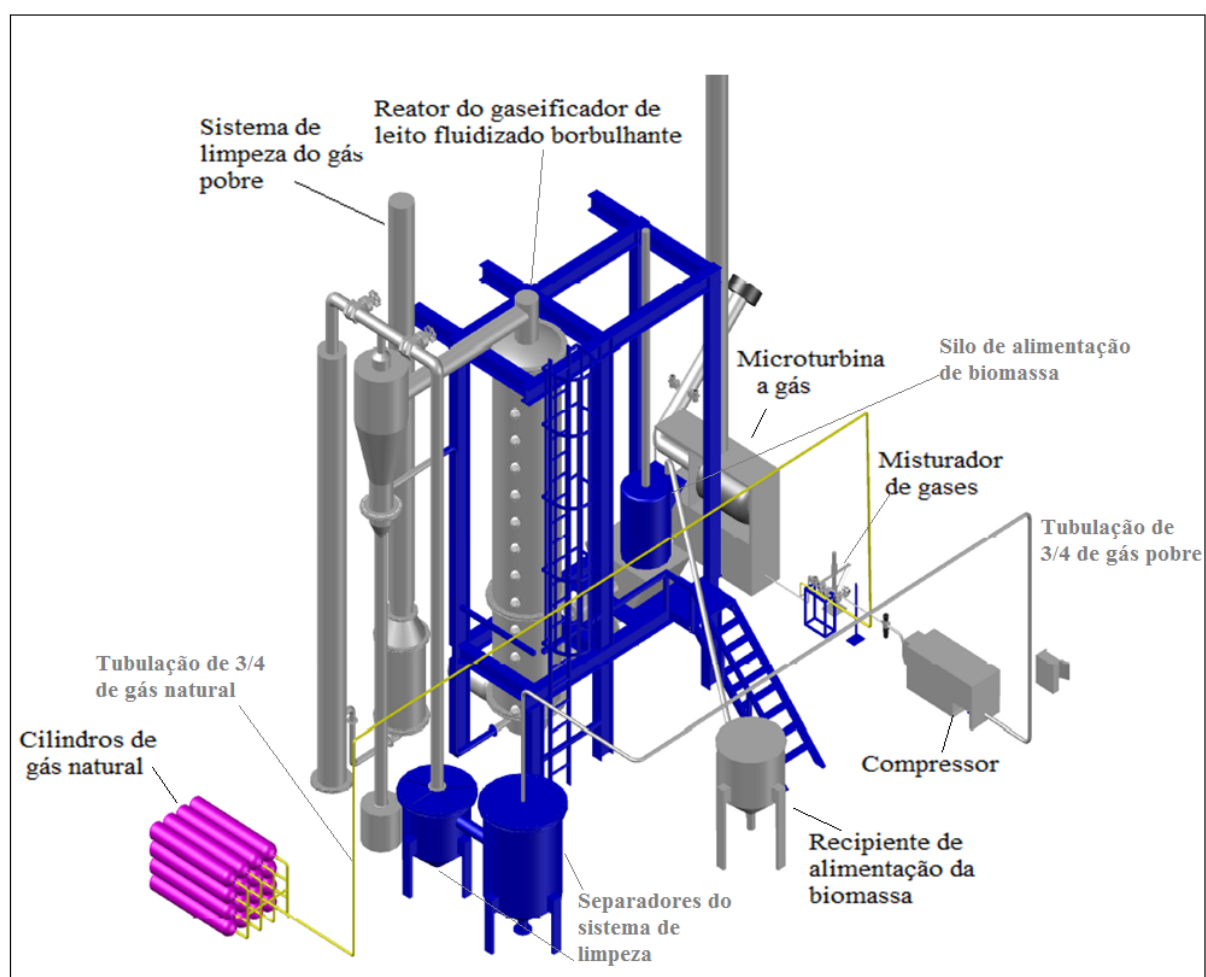
ZHENG, H. Corn stover steam gasification. **Tese de Doutorado**. Departamento de Bioprodutos e Engenharia de Biosistemas. Universidade de Minnesota, Twin Cities, 276 pp., 2013.

# APÊNDICE

## APÊNDICE 1

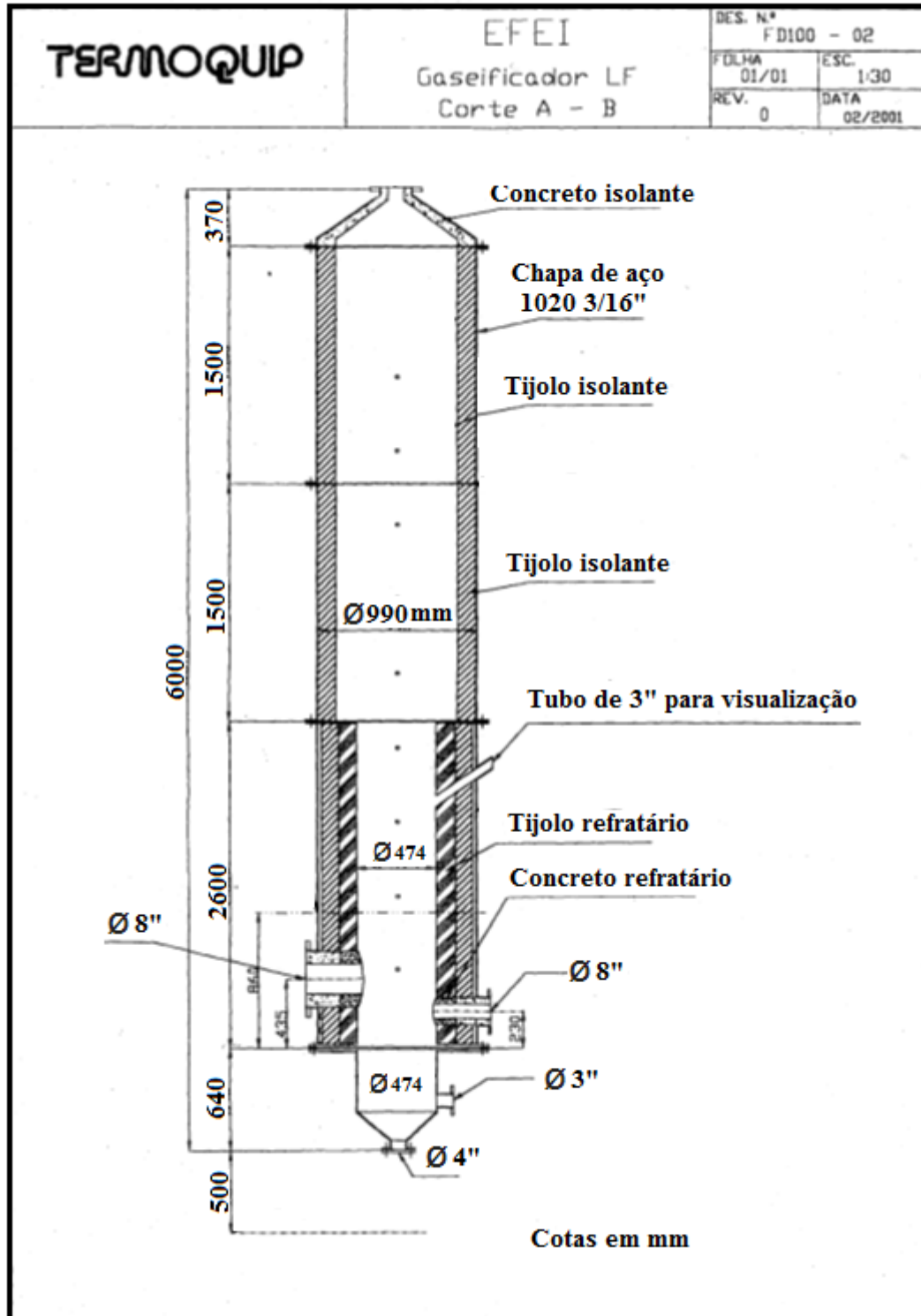
## LAYOUT DO SISTEMA COMPLETO

## VISTA LATERAL



## APÊNDICE 2

## GASEIFICADOR DE LEITO FLUIDIZADO BORBULHANTE



## APÊNDICE 3

### TERMOPARES

#### SÉRIE CM

Termopar convencional com proteção metálica

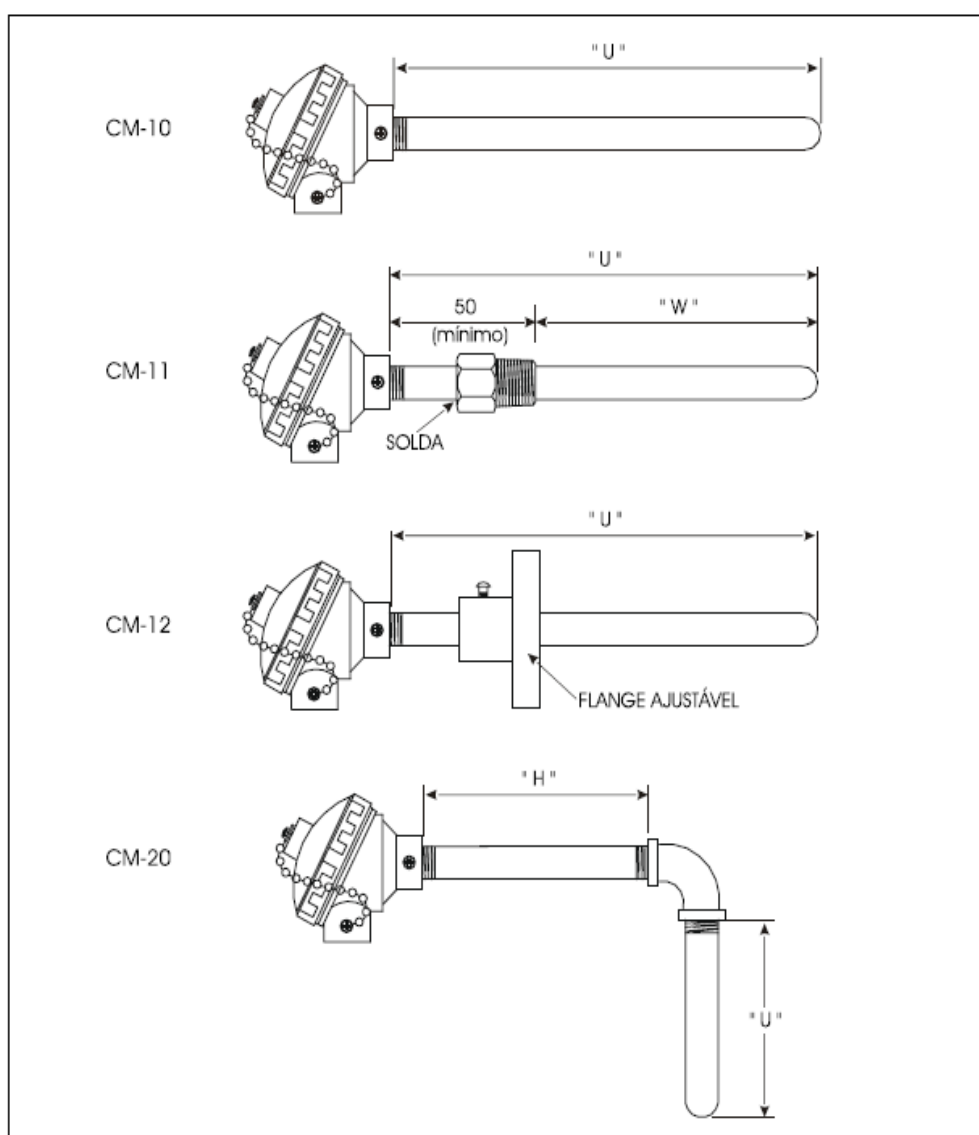


Tabela A Série	Tabela 1 Tipo	Tabela 2 Proteção/Isolador	Tabela 3 Terminal de Ligação	Tabela 4, 5 e 6 Complementos de Montagens e Opcionais		
CM XX	X-X-XX	XXX-XX-S-XXX	XXX-XX	XX-X	101-XX-XXX	XXX-XXX
				Série CM 11	Série CM 20	Opcionais

## APÊNDICE 3.1

### CARACTERÍSTICAS DOS TERMOPARES

TIPO	ELEMENTO POSITIVO	ELEMENTO NEGATIVO	FAIXA DE TEMPERATURA USUAL	VANTAGENS	RESTRICÇÕES
T	Cobre	Constantan	-184 a 370°C	1) Reside atmosfera corrosiva. 2) Aplicável em atmosfera redutora ou oxidante abaixo de 310°C. 3) Sua estabilidade o torna útil em temperatura abaixo de 0°C. 4) Apresenta boa precisão na faixa de utilização	1) Oxidação do cobre acima de 310°C.
J	Ferro	Constantan	0 a 760°C	1) Baixo custo 2) Indicados para serviços contínuos até 760°C em atmosfera neutra ou redutora	1) Limite máximo de utilização em atmosfera oxidante de 760°C devido à rápida oxidação do ferro. 2) Utilizar tubo de proteção acima de 480°C.
E	Chromel	Constantan	0 a 870°C	1) Alta potência termoelétrica. Os elementos são altamente resistentes a corrosão, permitindo o uso em atmosfera oxidante.	1) Baixa estabilidade em atmosfera redutora
K	Chromel	Alumel	0 a 1260°C	1) Indicado para atmosfera oxidante. 2) Para faixa de temperatura mais elevada fornece rigidez mecânica melhor do que os tipos S ou R e vida mais longa do que o tipo J.	1) Vulnerável em atmosferas redutoras, sulfurosas e gases como SO <sub>2</sub> e H <sub>2</sub> S, requerendo substancial proteção quando utilizado nessas condições



### TERMOPARES

#### Características dos Termopares

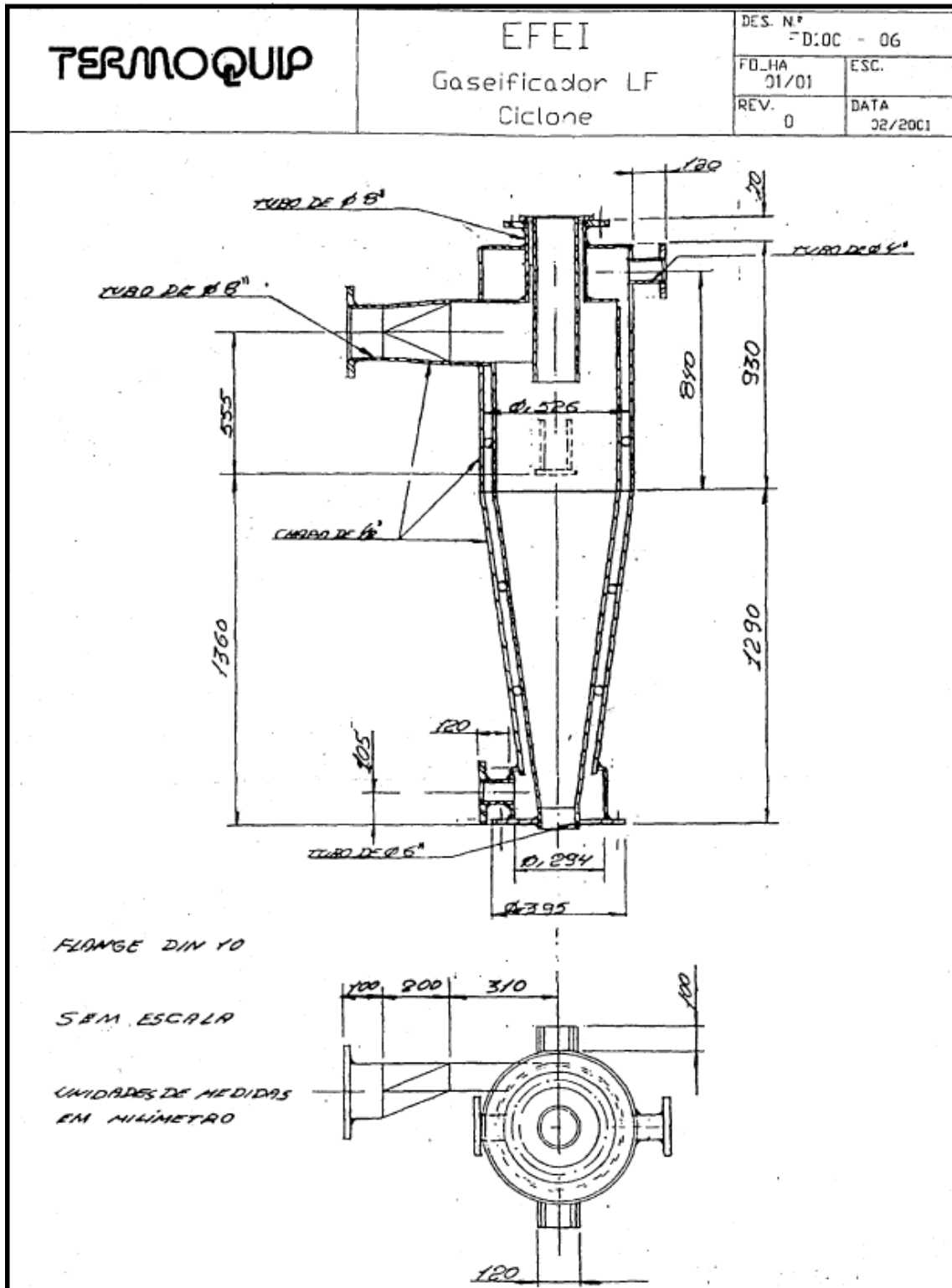
A escolha de um termopar para um determinado serviço, deve ser feita considerando todas as possíveis variáveis e normas exigidas pelo processo, portanto fornecemos

Alguns dados para a orientação na escolha correta dos mesmos.

A tabela abaixo relaciona os tipos de termopares e a faixa de temperatura usual, com as vantagens e restrições.

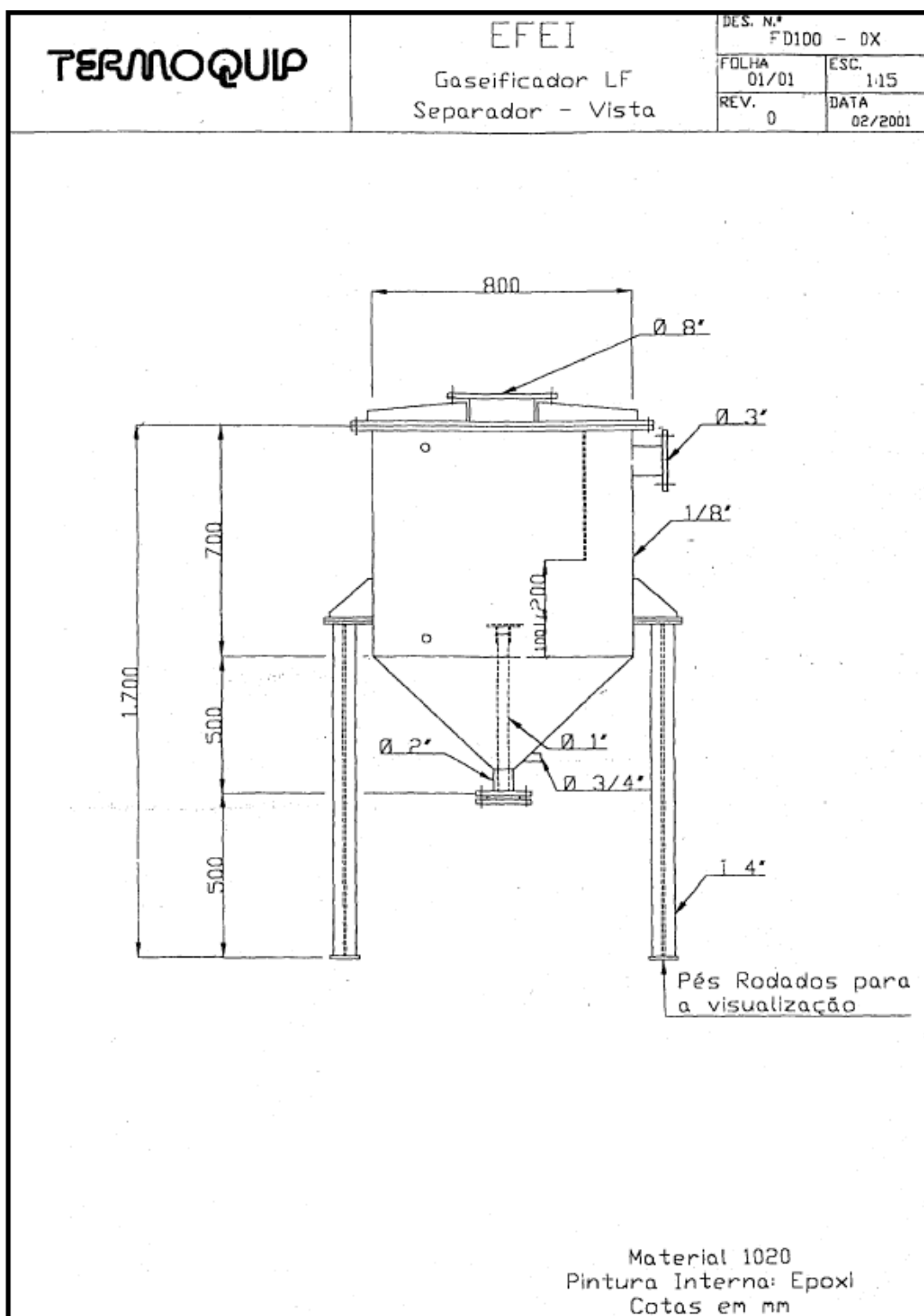
# APÊNDICE 4

## CICLONE



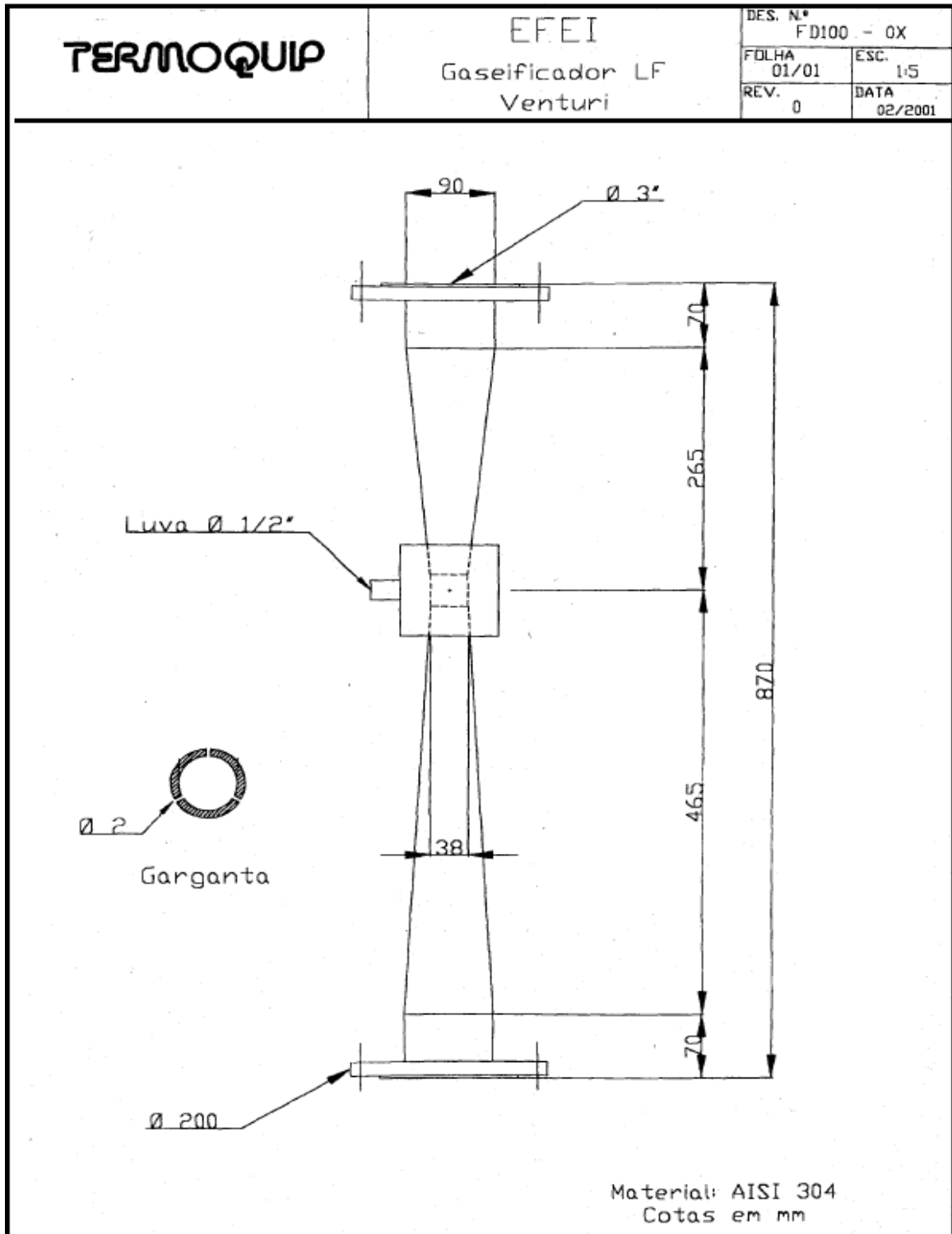
## APÊNDICE 5

## SEPARADOR (1)



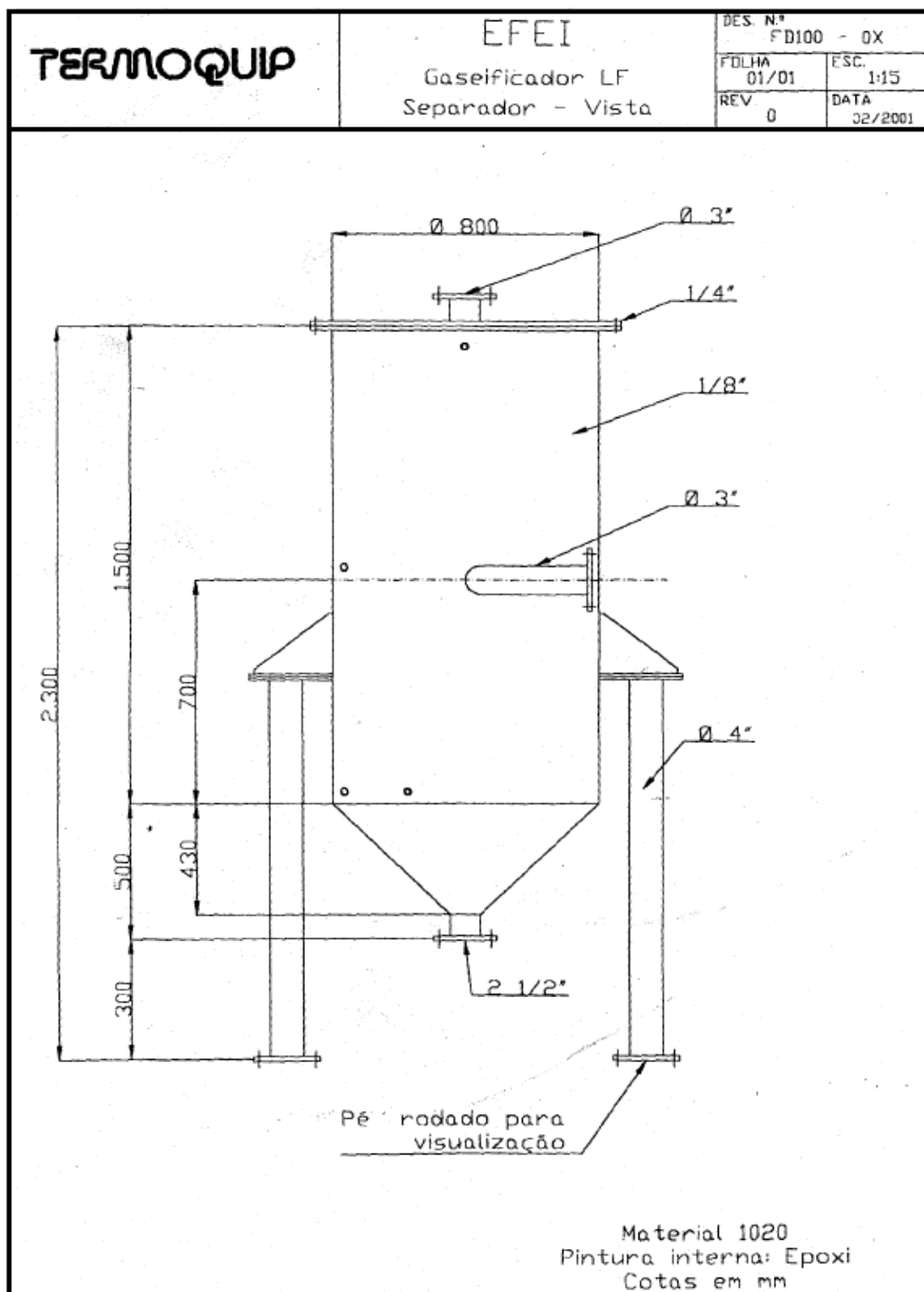
## APÊNDICE 6

## VENTURI



## APÊNDICE 7


## SEPARADOR (2)




## APÊNDICE 8

### MEDIDOR DE VAZÃO DE GÁS TIPO TURBINA.

O princípio de funcionamento de um medidor de vazão tipo turbina se dá devido ao acionamento de um rotor montado axialmente no interior do medidor através do fluido que escoar na tubulação, a velocidade deste rotor é proporcional à velocidade do escoamento do fluido no processo. Um sensor, acoplado ao corpo do medidor, tem seu campo magnético alterado a cada passagem de uma das pás do rotor, gerando um pulso elétrico que é amplificado e processado na forma de frequência ( $Hz$ ) ou corrente ( $mA$ ).




Tecnologia Brasileira ISO 9001



### Computador de Vazão

Indicador, Totalizador e Transmissor de Vazão

Série  
**MEV3000**



## VTG

### Medidor de Vazão Tipo Turbina para gases

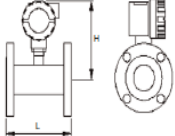
» Medidor de vazão tipo turbina para gases

Por apresentar alta repetibilidade e precisão, é indicado para uso com vários fluidos gasosos em diferentes ramos industriais (medição de ar comprimido, GLP, gás natural etc), soldas (medição de misturas gasosas, argônio), serviços hospitalares (medição de oxigênio) e processos alimentícios (medição de CO<sub>2</sub>) e outros.

Podem ser interligados a CLPs, pois envia sinal de saída pulso ou 4 a 20 mA.

E caso não haja ponto de recepção de sinal, recomendamos a utilização do indicador totalizador e transmissor de vazão MEV-3000, que possui entrada para transmissores de temperatura e pressão, podendo desta forma fazer os cálculos para indicação e totalização de vazão normalizada.

**DIMENSIONAIS**





Modelo	Ø Nominal (pol)	Dimensões (em mm)
		H (± 0,19) L (± 0,3)
VT 006	1/4"	160 127
VT 009	3/8"	160 127
VT 012	1/2"	160 127
VT 015	5/8"	160 139,7
VT 019	3/4"	160 139,7
VT 025	1"	160 139,7
VT 038	1 1/2"	170 152,4
VT 050	2"	175 165,1
VT 063	2 1/2"	190 177,8
VT 075	3"	190 254,0
VT 100	4"	210 304,8
VT 150	6"	230 365,6
VT 200	8"	250 426,4
VT 250	10"	280 508,0
VT 300	12"	305 609,6

Modelo	Ø Nominal (pol)	Rosca (N)	Dimensões (em mm)
			H (± 0,19) L (± 0,3)
VT 006	1/4"	1/2"	160 62,2
VT 009	3/8"	1/2"	160 62,2
VT 012	1/2"	1/2"	160 62,2
VT 015	5/8"	3/4"	160 69,9
VT 019	3/4"	1"	160 62,6
VT 025	1"	1 1/2"	165 88,9
VT 038	1 1/2"	1 1/2"	170 111,3
VT 050	2"	2"	180 120,7

# APÊNDICE 9

## COMPRESSOR TIPO SCROLL (COPELAND)

### COPELAND SCROLL™ FUEL GAS BOOSTER/ GAS COMPRESSION PACKAGE For Model SZN22C2A

**Motor Electrical**

- Voltage: 275 VAC @ 60 Hz
- Variable speed range: 45–80 Hz

**Gas Medium**

- U.S. Pipeline Quality Natural Gas
- H<sub>2</sub>S maximum content: 45 ppm
- Water vapor maximum: 150 ppm
- Inlet pressure range: 0-1 Barg (0-15 psig)
- Inlet temperature: 50°C (120°F) maximum

**Mechanical Description**

- Weight: ~250 kg (550 lbs.)
- Dimensions: 1,083mm (H) x 683mm (W) x 1,403mm (L)  
(43" (H) x 27" (W) x 55" (L))
- Gas Inlet: 1" female NPT
- Gas Outlet: 3/4" female NPT
- Bypass Valve: allows "0" to "full flow" capability
- Sound Level: 75dBA @ 1 meter
- Vibration: 3 mil @ 60 Hz

**Flow Rate**

Under standard rating conditions: 0.02 Barg (0.3psig) inlet, 5.5 Barg (80 psig) outlet, 0.075 kg/m<sup>3</sup> (0.044 lbs./ft<sup>3</sup>) density, 60 Hz

- Volume range: 0-821 l/m (0–29 scfm)
- Mass flow range: 0-0.0099kg/s (0–79 lbs./hour)

**Safety Features**

The following safeguards are part of the system:

- Motor Protection – overcurrent detection through inverter
- Inlet Check Valve – prevents pressure from reaching incoming gas supply during shutdown
- Low Pressure Inlet Switch – prevents system operation if inlet valve is closed, or incoming gas pressure is too low; closes at ~10milli bar (~4" H<sub>2</sub>O) on rise or opens at ~5 millibar (~2" H<sub>2</sub>O) on fall
- Gas High Pressure Switch – detects high pressures; opens at 8.6 Barg (125 psig)

**System  
Flow Diagram**

▬▬▬ = Low Pressure Gas

▬▬▬▬ = High Pressure Gas

▲▲▲▲ = Oil

➔ = Direction of Flow

**# ITEM**

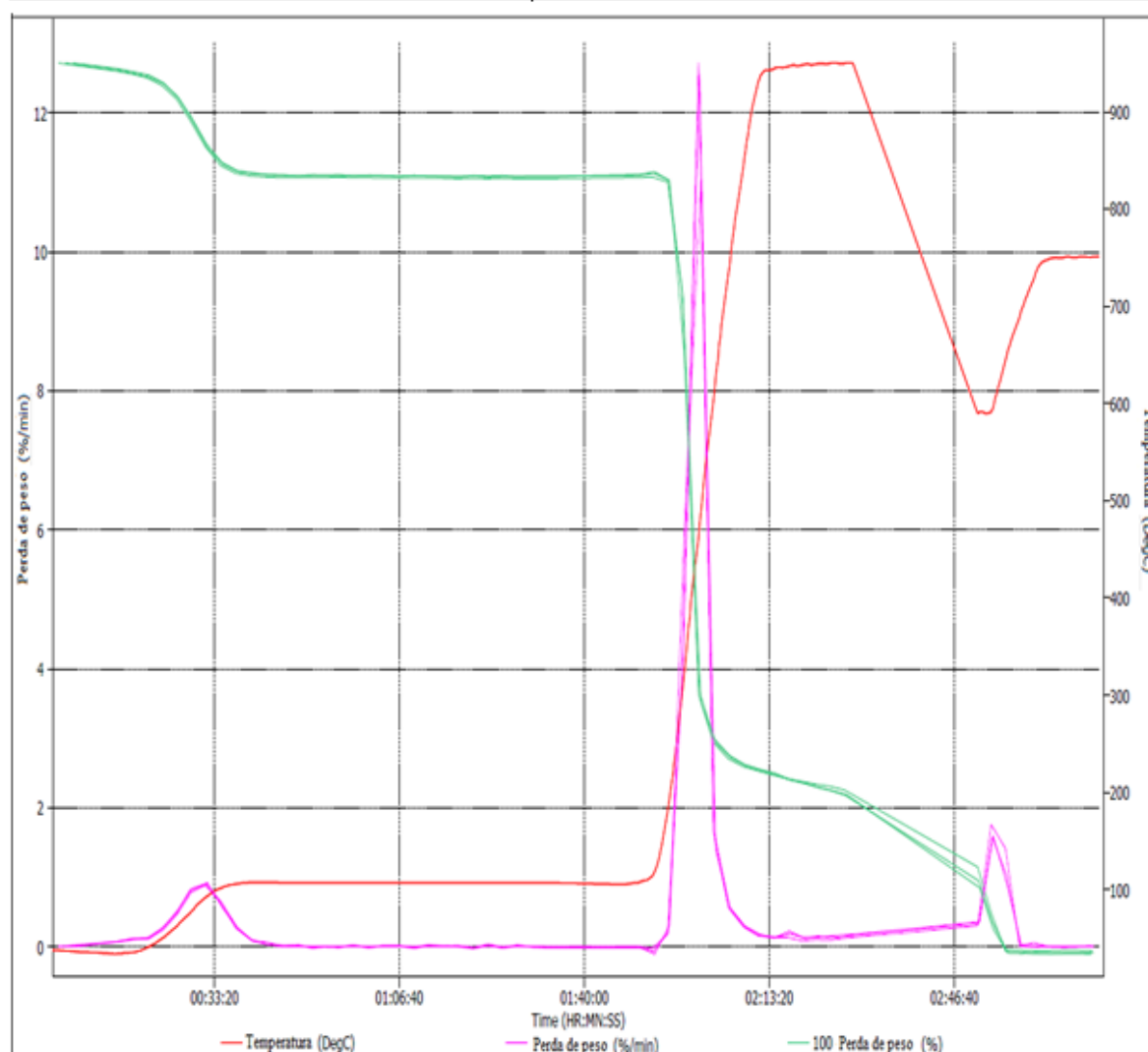
- 1 Manual Inlet Valve
- 2 Purge Fitting
- 3 Field Connection "IN"
- 4 Low Pressure Switch
- 5 Strainer Block
- 6 Inlet Check Valve
- 7 Bypass Valve
- 8 High Pressure Switch
- 9 High Temperature Switch
- 10 Oil Orifice (In Fitting)
- 11 Oil Separator
- 12 Oil Line Check Valve
- 13 Fan Control Thermostat
- 14 Oil Heat Exchanger
- 15 Cooling Fan
- 16 Gas Heat Exchanger
- 17 Copeland Scroll™ Compressor
- 18 Pressure Transducer
- 19 Pressure Gauge
- 20 Field Connection "OUT"
- 21 Purge Fitting
- 22 Manual Outlet Isolation Valve

# APÊNDICE 10

## ANÁLISE IMEDIATA (TGA)

TGA - 12/15/2016 17:56

N= 3	Massa	Úmidade	Vólátil	Vólátil seco	Cinza	Cinza seca	Carbono fixo
Média	0,4926	10,59	57,62	64,46	16,93	18,94	14,84
Désvio padrao	0,008	0,108	0,392	0,362	0,166	0,169	0,420
RSD	1,711	1,024	0,561	0,561	0,984	0,892	2,833



## APÊNDICE 11

### Cálculo da composição do gás pobre (A) obtido pela gaseificação de biomassa com o agente ar

Temperatura [K]	298		
Pressão [kPa]	101,325		
Constante Universal dos gases [kJ/kmol.K]	8,314		
Ar [Teste]	N <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	
Fração mássica [%]	0,79	0,21	
Calor específico (cal/g)	0,2485	0,2193	

Tabela 5.3: Composição do gás pobre (A) obtido pela gaseificação com ar

Composição gaseificação com ar	Volume (%)	Massa molecular [kg/kmol]	Fração mássica	Cp [cal/g]	Massa molecular dos gases [kg/kmol]	Densidade [kg/Nm <sup>3</sup> ]
H <sub>2</sub>	5,088	2,016	0,342	3,419		
CO	13,362	28,01	12,479	0,2488		
CH <sub>4</sub>	1,8	16,04	0,962658	0,5328	29,99	1,22
CO <sub>2</sub>	22	44,01	32,28264607	0,2016		
N <sub>2</sub>	57,75	28,01	53,93369	0,2485		

### 11.1) Cálculo da composição do gás natural para os testes experimentais com a microturbina a gás

Temperatura [K]	298
Pressão [kPa]	101,325
Constante Universal dos gases [kJ/kmol.K]	8,314

Tabela 5.4: Cálculos da composição do gás natural para os testes experimentais com a microturbina a gás

Composição do gás natural	Volume (%)	Massa molecular [kg/kmol]	Fração mássica	Cp [cal/g]	Massa molecular dos gases [kg/kmol]	Densidade [kg/Nm <sup>3</sup> ]
CH <sub>4</sub>	90,8	16,04	80,4835	0,5328		
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	2	30,07	3,323379	0,42		
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	2	44,09	4,872889	0,399	18,096	0,74
N <sub>2</sub>	1,5	28,01	2,32177869	0,2485		
CO <sub>2</sub>	3,7	44,01	8,998488067	0,2016		

### 11.2) Cálculo da composição das misturas de 50% de gás natural e 50% de gás pobre (A) para os testes com a microturbina a gás

Temperatura [K]	298
Pressão [kPa]	101,325
Constante Universal dos gases [kJ/kmol.K]	8,314

Tabela 5.5: Composição das misturas de 50% de gás natural e 50% de gás pobre (A)

Composição Gás pobre (A) com ar/GN	Volume (%)	Massa molecular [kg/kmol]	Fração mássica	Cp [cal/g]	Massa molecular dos gases [kg/kmol]	Densidade [kg/Nm <sup>3</sup> ]
H <sub>2</sub>	5,088	2,016	0,342	3,419		
CO	13,362	28,01	12,479	0,2488		
CH <sub>4</sub>	1,8	16,04	0,962658	0,5328		
CO <sub>2</sub>	22	44,01	32,28264607	0,2016		
N <sub>2</sub>	57,75	28,01	53,93369	0,2485	23,01	0,94
CH <sub>4</sub>	90,8	16,04	80,4835	0,5328		
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	2	30,07	3,323379	0,42		
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	2	44,09	4,872889	0,399		
N <sub>2</sub>	1,5	28,01	2,32177869	0,2485		
CO <sub>2</sub>	3,7	44,01	8,998488067	0,2016		

### 11.3) Cálculo da composição das misturas de 75% de gás natural e 25% de gás pobre (A) para os testes com a microturbina a gás

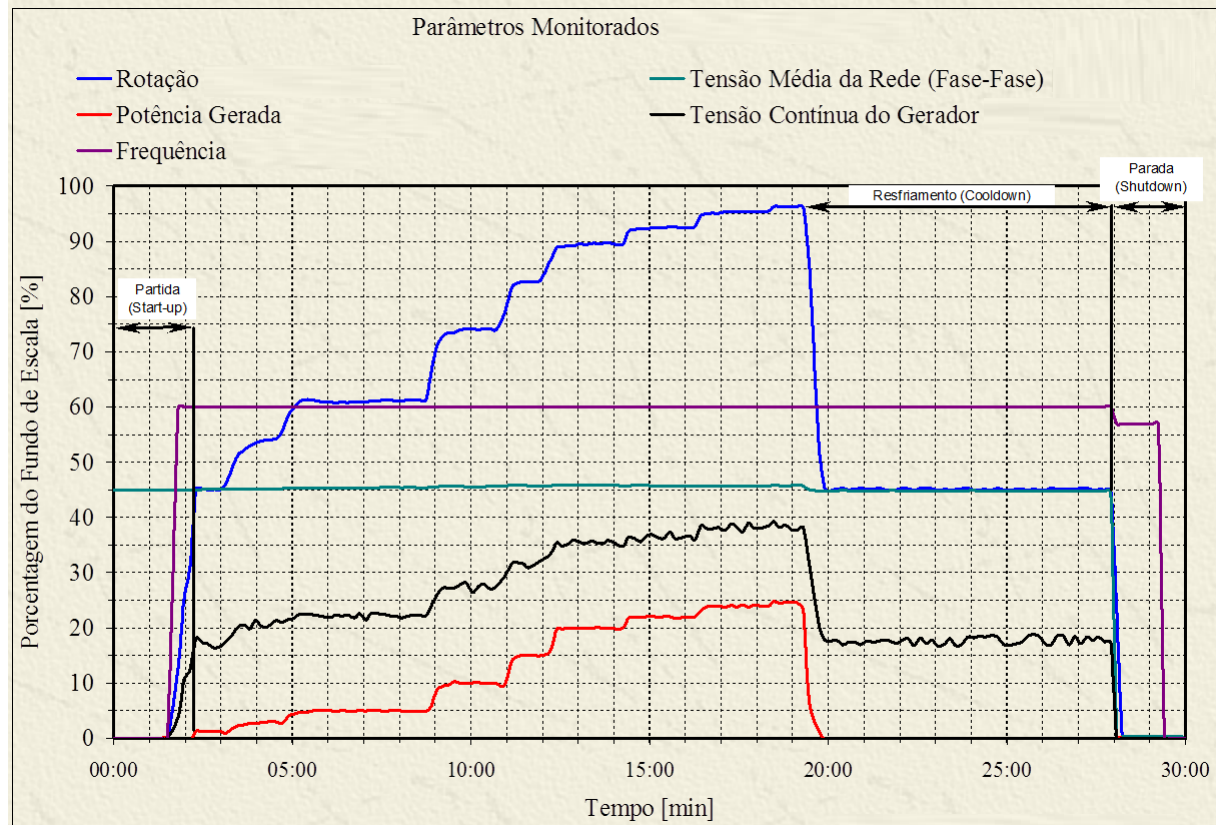
Temperatura [K]	298
Pressão [kPa]	101,325
Constante Universal dos gases [kJ/kmol.K]	8,314

Tabela 5.6: Composição das misturas de 75% de gás natural e 25% de gás pobre (A)

Composição Gaseificação com ar/GN	Volume (%)	Massa molecular [kg/kmol]	Fração mássica	Cp [cal/g]	Massa molecular dos gases [kg/kmol]	Densidade [kg/Nm <sup>3</sup> ]
H <sub>2</sub>	5,088	2,016	0,342	3,419		
CO	13,362	28,01	12,479	0,2488		
CH <sub>4</sub>	1,8	16,04	0,962658	0,5328		
CO <sub>2</sub>	22	44,01	32,28264607	0,2016		
N <sub>2</sub>	57,75	28,01	53,93369	0,2485	19,73	0,79
CH <sub>4</sub>	90,8	16,04	80,4835	0,5328		
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	2	30,07	3,323379	0,42		
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	2	44,09	4,872889	0,399		
N <sub>2</sub>	1,5	28,01	2,32177869	0,2485		
CO <sub>2</sub>	3,7	44,01	8,998488067	0,2016		

## APÊNDICE 12

## MICROTURBINA A GÁS OPERANDO EM GRID CONNECTED



## APÊNDICE 13

### Cálculos da relação de equivalência do gás metano para os testes com o queimador

Output power	ER	Mass Flow rate (kg/s)	Real Flow rate	Volume Flow rate (m <sup>3</sup> /s)	Volume Flow rate (SLPM)	CH4 On Screen (SLPM)	Volume Flow rate (m <sup>3</sup> /h)	Air Flow rate (kg/s)	Air Flow rate (m <sup>3</sup> /s)	Air Flow (SLPM)
0	0,65	0,000484608	0,000161536	0,000225924	13,55546853	17,43393057	0,813328112	0,004272006	0,003303949	198,2369331
5	0,65	0,000811605	0,000270535	0,000378371	22,70223776	29,1977541	1,362134266	0,00715461	0,005533341	332,0004747
10	0,65	0,001216894	0,000405631	0,000567317	34,03899301	43,77815782	2,04233958	0,010727389	0,008296511	497,7906564
15	0,65	0,001620733	0,000540244	0,000755586	45,33518881	58,30639732	2,720111329	0,014287385	0,011049795	662,9876916
20	0,65	0,002024994	0,000674998	0,000944053	56,64318881	72,84981841	3,398591329	0,017851101	0,013805956	828,3573528
25	0,65	0,002187677	0,000729226	0,001019896	61,19376224	78,7023923	3,671625734	0,019285214	0,014915092	894,9055299
30	0,65	0,002296853	0,000765618	0,001070794	64,24763636	82,63003444	3,854858182	0,020247643	0,01565943	939,5657819
Output power	ER	Mass Flow rate (kg/s)	Real Flow rate	Volume Flow rate (m <sup>3</sup> /s)	Volume Flow rate (SLPM)	CH4 On Screen (SLPM)	Volume Flow rate (m <sup>3</sup> /h)	Air Flow rate (kg/s)	Air Flow rate (m <sup>3</sup> /s)	Air Flow (SLPM)
0	0,75	0,000484608	0,000161536	0,000225924	13,55546853	17,43393057	0,813328112	0,003702405	0,002863422	171,805342
5	0,75	0,000811605	0,000270535	0,000378371	22,70223776	29,1977541	1,362134266	0,006200662	0,004795562	287,7337448
10	0,75	0,001216894	0,000405631	0,000567317	34,03899301	43,77815782	2,04233958	0,00929707	0,007190309	431,4185689
15	0,75	0,001620733	0,000540244	0,000755586	45,33518881	58,30639732	2,720111329	0,0123824	0,009576489	574,5893327
20	0,75	0,002024994	0,000674998	0,000944053	56,64318881	72,84981841	3,398591329	0,015470954	0,011965162	717,9097058
25	0,75	0,002187677	0,000729226	0,001019896	61,19376224	78,7023923	3,671625734	0,016713852	0,012926413	775,5847926
30	0,75	0,002296853	0,000765618	0,001070794	64,24763636	82,63003444	3,854858182	0,017547957	0,013571506	814,2903443
Output power	ER	Mass Flow rate (kg/s)	Real Flow rate	Volume Flow rate (m <sup>3</sup> /s)	Volume Flow rate (SLPM)	CH4 On Screen (SLPM)	Volume Flow rate (m <sup>3</sup> /h)	Air Flow rate (kg/s)	Air Flow rate (m <sup>3</sup> /s)	Air Flow (SLPM)
0	0,8	0,000484608	0,000161536	0,000225924	13,55546853	17,43393057	0,813328112	0,003471005	0,002684458	161,0675081
5	0,8	0,000811605	0,000270535	0,000378371	22,70223776	29,1977541	1,362134266	0,005813121	0,00449584	269,7503857
10	0,8	0,001216894	0,000405631	0,000567317	34,03899301	43,77815782	2,04233958	0,008716003	0,006740915	404,4549084
15	0,8	0,001620733	0,000540244	0,000755586	45,33518881	58,30639732	2,720111329	0,0116085	0,008977958	538,6774994
20	0,8	0,002024994	0,000674998	0,000944053	56,64318881	72,84981841	3,398591329	0,01450402	0,011217339	673,0403492
25	0,8	0,002187677	0,000729226	0,001019896	61,19376224	78,7023923	3,671625734	0,015669237	0,012118512	727,110743
30	0,8	0,002296853	0,000765618	0,001070794	64,24763636	82,63003444	3,854858182	0,01645121	0,012723287	763,3971978

## 13.1) Cálculo da vazão de gás para misturas de 50% de gás metano e 50% de gás pobre (A) para os testes com o queimador

Vazão das misturas de 50% de gás metano e 50% de gás pobre A (ar)

Power	Total Mass Flow rate for 3 burners (kg/s)	Total Mass Flow rate for 1 burner (kg/s)	Mixture flow rate (m <sup>3</sup> /s)	Mixeded gas Volume Flow rate	syngas Volume flow (SLPM)	syngas on screen	Methane volume (SLPM)	Methane on screen (SLPM)
0	0,000683489	0,00022783	0,000242037	0,000117343	7,040550712	6,939043	7,040550712	9,054978218
5	0,001278522	0,000426174	0,00045275	0,000219499	13,16992516	12,98004	13,16992516	16,93807634
10	0,00182993	0,000609977	0,000648015	0,000314165	18,84992292	18,57815	18,84992292	24,24322307
15	0,002392713	0,000797571	0,000847308	0,000410785	24,64709339	24,29174	24,64709339	31,69906772
20	0,003062375	0,001020792	0,001084449	0,000525754	31,54521358	31,09040	31,54521358	40,5708635
25	0,003209663	0,001069888	0,001136606	0,00055104	33,0624123	32,58573	33,0624123	42,52215991
30	0,0033568	0,001118933	0,001188711	0,000576301	34,57805558	34,07952	34,57805558	44,47145584

## 13.2) Cálculo da vazão de gás para misturas de 75% de gás metano e 25% de gás pobre (A) para os testes com o queimador

Vazão das misturas de 75% de gás metano e 25% de gás pobre A (ar)

Power	Total Mass Flow rate for 3 burners (kg/s)	Total Mass Flow rate for 1 burner (kg/s)	Volume of syngas/CH4 mixture	Volume of syngas (m <sup>3</sup> /s)	Syngas Volume flow (SLPM)	Syngas on screen (SLPM)	Methane (SLPM)	Methane on screen (SLPM)
0	0,000578453	0,000192818	0,000241434	5,71891E-05	3,431348528	3,381876786	10,29404	13,23935617
5	0,000966868	0,000322289	0,000403551	9,55901E-05	5,735403029	5,652712397	17,20620	22,1292133
10	0,001516609	0,000505536	0,000633001	0,000149941	8,996433693	8,866726891	26,98930	34,71142292
15	0,001959349	0,000653116	0,000817792	0,000193712	11,62274084	11,45516904	34,86822	44,84464473
20	0,002481558	0,000827186	0,001035751	0,000245341	14,72045333	14,50822002	44,16135	56,79671507
25	0,002678163	0,000892721	0,00111781	0,000264778	15,88670241	15,6576546	47,66010	61,29651647
30	0,002781211	0,00092707	0,00116082	0,000274966	16,49797697	16,26011606	49,49393	63,65502991

## 13.3) Cálculo da vazão de gás para misturas de 50% de gás metano e 50% de gás pobre (B) para os testes com o queimador

Vazão das misturas de 50% de gás metano e 50% de gás pobre B (vapor)

Power	Total Mass Flow rate for 3 burners (kg/s)	Total Mass Flow rate for 1 burner (kg/s)	Mixture Volume Flow (m <sup>3</sup> /s)	Syngas volume (m <sup>3</sup> /s)	Syngas Volume flow (SLPM)	Syngas on screen (SLPM)	Methane volume (SLPM)	Methane on screen (SLPM)
5	0,001087715	0,000362572	0,000483429	0,000232611	13,95664026	14,10609933	13,95664026	17,9498847
10	0,001676436	0,000558812	0,000745083	0,00035851	21,51061777	21,74097098	21,51061777	27,66519032
15	0,002226766	0,000742255	0,000989674	0,0004762	28,57199452	28,87796671	28,57199452	36,74695327
20	0,002552714	0,000850905	0,00113454	0,000545905	32,75427922	33,10503871	32,75427922	42,12586443
25	0,00281081	0,000936937	0,001249249	0,000601099	36,06595342	36,45217702	36,06595342	46,38506787
30	0,002882435	0,000960812	0,001281082	0,000616416	36,98498211	37,38104742	36,98498211	47,56704711

## 13.4) Cálculo da vazão de gás para misturas de 75% de gás metano e 25% de gás pobre (B) para os testes com o queimador

Vazão das misturas de 75% de gás metano e 25% de gás pobre B (vapor)

Power	Total Mass Flow rate for 3 burners (kg/s)	Total Mass Flow rate for 1 burner (kg/s)	Mixture Volume Flow (m <sup>3</sup> /s)	Syngas flow (m <sup>3</sup> /s)	Syngas Volume flow (SLPM)	Syngas on screen (SLPM)	Methane volume (SLPM)	Methane on screen (SLPM)
5	0,000829585	0,000276528	0,000393355	9,25245E-	5,551468424	5,610918068	16,65440527	21,41952855
10	0,001269458	0,000423153	0,000601924	0,00014158	8,495038337	8,586010125	25,48511501	32,77686231
15	0,001702804	0,000567601	0,000807399	0,00018991	11,39492697	11,51695313	34,18478092	43,96565827
20	0,00207593	0,000691977	0,00098432	0,00023153	13,89183403	14,0405991	41,67550208	53,59960875
25	0,002277779	0,00075926	0,001080028	0,00025404	15,24258109	15,40581106	45,72774326	58,81126862
30	0,002317713	0,000772571	0,001098963	0,00025849	15,50981192	15,67590362	46,52943576	59,84233969

## ANEXO 1

### Procedimentos e aquisição de dados para os testes

Segue-se um procedimento existente, para evitar erros durante os testes experimentais:

- 1) Ligar o sistema supervisorio (connected) que controla a vazão dos gases.
- 2) Preparar o laser:
  - Verifica-se o feixe de laser esta correto. Aguardar por 15 minutos para chegar ao curso estável.
- 3) Ajuste da vazão de gases:
  - Abrir o ar de arrefecimento para proteção dos alto falantes.
  - Fazer a purga do sistema com gás de nitrogênio.
  - Ligar a bomba de ventilação.
  - Abrir a válvula para a vazão de gás/ar.
  - Acender a chama, logo após a abertura da válvula.
  - Ajustar a pressão em 3 bar dentro da câmara de combustão.
  - Verificar o gás e a corrente de ar.
- 4) Alinhamento óptico:
  - Verificar o caminho do feixe do laser em cada ponto.
  - Focalizar a câmera ICCD na seção de teste.
- 5) Preparar os dispositivos:
  - Ajustar a potência do driver acústico no controlador e ativar os drivers.
  - Ligar o osciloscópio para monitorar cada sinal.
- 6) Iniciar os testes (duração de aproximadamente 3 minutos para cada teste):
  - Iniciar o programa de aquisição de dados LabView.
  - Iniciar o software de imagem da câmera, normalmente tirando 300 fotos por minuto.
- 7) Alterar as condições experimentais:
  - Mudar a frequência da onda acústica.
  - Trocar as misturas dos gases.
- 8) Procedimento de parada do sistema:
  - Desligar o laser.
  - Desligar o sistema de ventilação e outros dispositivos relacionados.